

平成16年度 CDM/JI 事業調査

ロシア・スルゲート市埋立処分場

メタンガス利用調査

報告書

平成17年 3月

四国電力株式会社

まえがき

本報告書は、財団法人地球環境センター（GEC: Global Environmental Centre Foundation）から、四国電力株式会社（Shikoku Electric Power Co., Inc.）が平成 16 年度事業として受託した CDM/JI 事業調査に係るフィージビリティ調査「ロシア・スルグート市埋立処分場メタンガス有効利用調査」の成果をとりまとめたものである。

1997 年 12 月、京都において国際気候変動枠組条約（UNFCCC: The United Nations Framework Convention on Climate Change）第 3 回締約国会議（COP3: The 3rd Session of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change）が開催された。この会議では、二酸化炭素をはじめとする温室効果ガスによる地球温暖化を防止するため、温室効果ガス（Greenhouse Gas: GHG）の排出量、先進国では 2008 年から 2012 年の平均の排出量を 1990 年比で少なくとも 5%削減することを目標とする京都議定書（Kyoto Protocol）が採択され、我が国の削減目標は 6%となった。

京都議定書では、GHG の排出削減目標を達成するための具体的なプロジェクトの実施手法として、先進国（「気候変動枠組条約」における附属書 I 国）と開発途上国（「気候変動枠組条約」における非附属書 I 国）とが実施する「クリーン開発メカニズム（CDM: Clean Development Mechanism）」、先進国間（附属書 I 国間）で実施する「共同実施（JI: Joint Implementation）」、及び排出権を市場取引する「排出権取引（ET: Emission Trading）」の導入が決定された。

本 FS 調査で対象としているプロジェクトは、CDM/JI プロジェクトの中でも特に、廃棄物埋立処分場から発生するランドフィルガスに含まれるメタンガスを回収し有効利用するものであり、メタンガスが二酸化炭素に比べ 21 倍の温室効果があること、且つ対策費用が比較的安価に実施可能であることから、その実施促進が非常に期待されているプロジェクトの一つに位置づけられる。

本調査中、奇しくも京都議定書発効に対し最大のリスク要因であったロシアの批准が実現し、2005 年 2 月 16 日に京都議定書が正式に発効することとなった。一時はロシアの議定書批准が EU との WTO 加盟交渉材料となり、その議論に揺れ動く状況が続いたが、京都議定書採択 7 年目にしてようやくにせよ発効にこぎつけたことは大変喜ばしいことである。これまで京都議定書の発効が不確定であったが故に、敬遠されてきた多くの CDM/JI 候補プロジェクトは、ロシア批准と共に一気に重要性を増し、今後実施に向かって加速するものと思われる。

本調査は当初京都議定書発効の鍵を握っていたロシアを舞台に、ロシア政府の京都議定書批准に向けた動向や京都メカニズム実施体制の整備状況等を調査するとともに、シベリア西部チュメニ州に位置する主要産業都市スルグートに新たに建設された民間の廃棄物処分場において、ランドフィルガス（LFG: Landfill gas）を回収しコジェネレーションシステム用燃料として有効利用する JI プロジェクトの実現可能性を調査したものである。

ロシア・スルゲート市埋立処分場メタンガス利用調査報告書

目 次

まえがき	3
目 次	5
第1章 ロシアの基本情報	1
1.1　政治・経済・社会	1
1.1.1　一般的事項	1
1.1.2　内政	2
1.1.3　外交	3
1.1.4　経済	4
1.2　エネルギー事情	6
1.2.1　一次エネルギー需給	6
1.2.2　エネルギー政策	7
1.3　電気事業	13
1.3.1　電気事業体制	13
1.3.2　電力供給体制	15
1.3.3　電気事業法・規制体系	17
1.3.4　電力需給	19
1.3.5　スルゲートの電気事業	22
1.4　熱供給事業	27
1.4.1　ロシアの熱供給事業	27
1.4.2　スルゲートの熱供給事業	30
1.5　ロシアの京都議定書批准およびJI実施への取組状況	33
1.5.1　ロシアのGHG排出の現状	33
1.5.2　ロシアの京都議定書批准動向	34
1.5.3　ロシアの京都批准への道のり	35
1.5.4　ロシア政府および関連組織体制整備状況	39
第2章 プロジェクト概要	41
2.1　本プロジェクトの概要	41
2.1.1　プロジェクトの目的	41
2.1.2　プロジェクトの概要	42

2.1.3	持続可能な発展への寄与	43
2.2	プロジェクト参画者の概要	44
2.2.1	日本側参画者	44
2.2.2	ロシア側参画者	45
2.3	プロジェクト実施サイト	46
2.3.1	スルゲートの概要	46
2.3.2	プロジェクトサイトの位置	48
2.3.3	プロジェクトサイトの特徴	49
2.3.4	処分場におけるエネルギー需要	53
2.4	スルゲートのゴミ処理の現状	55
2.4.1	廃棄物発生量	55
2.4.2	スルゲート市営処分場の現状	57
2.5	プロジェクト技術	58
2.5.1	LFG回収・供給システム	58
2.5.2	LFG利用システム（ガスエンジンコジェネレーションシステム）	61
2.5.3	フレアスタック	62
2.5.4	系統連系設備	62
2.6	温室効果ガス排出削減手法	63
第3章	ベースライン設定	65
3.1	ベースラインシナリオの検討	65
3.1.1	LFG回収利用に関するベースライン	65
3.1.2	電力供給に関するベースライン	68
3.1.3	熱供給に関するベースライン	72
3.1.4	ベースラインシナリオの決定	75
3.2	追加性の証明	75
3.2.1	Sub-Step 2b Option III（ベンチマーク分析）	77
3.2.2	Step 5（CDM登録の影響）	78
3.3	ベースライン方法論の検討	80
3.3.1	フェーズ1のベースライン方法論	80
3.3.2	フェーズ2、3のベースライン方法論	84
3.4	リーケージの検証	88
3.4.1	ベースライン方法論ACM0001におけるリーケージ	88
3.4.2	小規模CDM方法論におけるリーケージ	88
3.5	プロジェクトバウンダリー	89
3.6	メタンガス発生量予測	91

3.6.1	廃棄物処分量予測	91
3.6.2	一般廃棄物の組成	94
3.6.3	メタンガス発生量予測式	95
3.6.4	メタンガス発生率kの検討	98
3.6.5	潜在的メタンガス発生量 L_0 の検討	99
3.6.6	カテゴリー別一般廃棄物処分量	104
3.6.7	メタンガスの発生量と回収量試算結果	105
第4章	プロジェクト実施計画	111
4.1	実施範囲	111
4.1.1	日本側実施範囲	111
4.1.2	ロシア側実施範囲	112
4.2	プロジェクトの運営	114
4.2.1	CGS導入計画	114
4.2.2	LFG回収利用システムの運用	115
4.2.3	エネルギー販売契約	116
4.2.4	システムのメンテナンス方法	116
4.3	炭素クレジット取得方法	117
4.4	実施スケジュール	117
4.4.1	プロジェクト実施期間	117
4.4.2	実施スケジュール	118
第5章	プロジェクト効果	119
5.1	GHG排出量削減効果	119
5.1.1	埋立処分場への供給エネルギー	119
5.1.2	CGSに供され燃焼・破壊されるメタンガス量の試算（フェーズ1）	120
5.1.3	フレアに供され燃焼・破壊されるメタンガス量の試算（フェーズ1）	121
5.1.4	処分場ディーゼル発電機の代替によるGHG削減効果（フェーズ2）	122
5.1.5	処分場化石燃料炊きボイラの代替によるGHG削減効果（フェーズ3）	122
5.1.6	GHG排出削減量試算結果	123
5.2	その他の効果	124
5.2.1	フェーズ2による省エネ効果	124
5.2.2	フェーズ3による省エネ効果	124
5.2.3	環境改善効果	125
第6章	環境影響評価	127
6.1	環境保護関連法令	127

6.1.1	環境保護活動と関連法令	127
6.1.2	汚染物質の最大許容濃度	130
6.2	本プロジェクトの環境影響評価	133
6.2.1	大気	133
6.2.2	悪臭	139
6.2.3	騒音・振動	140
6.2.4	排水	140
第7章	利害関係者への影響	141
7.1	利害関係者のコメント	141
7.2	利害関係者のコメントの取扱い	143
第8章	モニタリング計画	145
8.1	モニタリング方法論の検討	145
8.1.1	フェーズ1のモニタリング方法論	145
8.1.2	フェーズ2、3のモニタリング方法論	145
8.2	モニタリング項目	146
8.3	モニタリング実施体制	148
8.4	モニタリング計器の取扱い	149
第9章	経済性分析	151
9.1	前提条件	151
9.1.1	イニシャルコスト	151
9.1.2	ランニングコスト	152
9.1.3	電力料金単価	153
9.1.4	熱供給料金単価	153
9.1.5	その他	153
9.2	経済性分析結果	155
9.2.1	内部収益率	157
9.2.2	投資回収年数と正味利益	157
9.2.3	電力料金単価	159
9.2.4	熱エネルギー販売単価	160
9.2.5	設備投資額	160
9.2.6	メンテナンス経費率	161
9.2.7	LFG回収利用量	162
9.2.8	為替変動	163
9.2.9	ロシアからのERU移転率	164

9.2.10	総合的評価	165
9.3	電力を系統連系する場合の経済分析（参考）	167
9.3.1	前提条件	167
9.3.2	電力を系統連系する場合のエネルギー供給量	168
9.3.3	電力を系統連系する場合のGHG排出削減量	169
9.3.4	電力を系統連系する場合の経済分析	170
第10章	リスク分析	171
10.1	JIプロジェクトに固有のリスク	171
10.1.1	ロシアの参加資格	171
10.1.2	ロシアによる参加資格の維持	172
10.1.3	プロジェクト承認リスク	172
10.1.4	課税リスク	172
10.1.5	ERU移転リスク	173
10.1.6	法令順守リスク（コンプライアンス・リスク）	173
10.2	海外プロジェクトとしてのリスク	174
10.2.1	操業リスク	174
10.2.2	市場リスク	175
第11章	適格性審査	177
11.1	適格性審査の概要	177
11.1.1	PDD案の作成	177
11.1.2	審査・対応スケジュール	177
11.1.3	審査の前提条件	178
11.1.4	審査結果	178
11.2	今後の対応	180
第12章	まとめ	181
	参考文献リスト	183
	添付資料	187

図目次

図 1.1.1	ロシアの国土	1
図 1.2.1	ロシアのエネルギー行政・産業組織図（2004年3月現在）	8
図 1.2.2	ロシアにおけるGDPの推移	10
図 1.2.3	ロシアにおける一次エネルギー生産と消費の推移	10
図 1.2.4	一次エネルギー生産と消費に占めるエネルギー源の構成比率推移	11
図 1.2.5	ロシアにおける発電電力量推移（TWh）	11
図 1.3.1	株式会社・ロシア単一電力系統社（EES）グループの組織（2003年初現在）	14
図 1.3.2	ロシアの電力供給体制	15
図 1.3.3	連邦電力市場における電力とサービスの流れ	17
図 1.3.4	チュメニエネルギー管内電力系統図	24
図 1.4.1	スルグートにおける2000年～2002年までの熱生産量	31
図 1.5.1	ロシアのGHG排出内訳（千トンCO ₂ 換算）	33
図 2.1.1	LFG回収システム概念図	42
図 2.3.1	ロシア・スルグートのロケーション	46
図 2.3.2	スルグートの主要産業における生産量	46
図 2.3.3	スルグート市の職種別労働者割合（2003年度）	47
図 2.3.4	スルグート市街地と対象処分場の位置関係	48
図 2.3.5	処分場平面図	51
図 2.3.6	処分場断面図（計画図）	52
図 2.4.1	スルグートの人口推移と今後の予測	55
図 2.5.1	鉛直井戸方式（従来型）	58
図 2.5.2	鉛直井戸方式（水平母管埋込型）	59
図 2.5.3	LFG回収配管レイアウト	60
図 2.5.4	LFG回収・供給システム系統図	60
図 2.5.5	コジェネレーションシステムの概要	61
図 2.6.1	GHG排出削減スキーム	64
図 3.2.1	CDMにおける追加性証明スキームフローチャート	76
図 3.5.1	プロジェクトバウンダリー	90
図 3.6.1	廃棄物埋立量とLFG回収効率の関係	97
図 3.6.2	メタンガス発生量および回収量推移	109
図 4.1.1	プロジェクト実施体制	113
図 6.2.1	SO ₂ 地上濃度の風下距離依存性（CGS 1～6基、SO ₂ = 1190PPM）	137
図 6.2.2	NO ₂ 地上濃度の風下距離依存性（CGS 1～6基、NO ₂ = 100PPM）	139

図 8.1.1	モニタリング項目と測定ポイント	147
図 8.3.1	モニタリング実施体制	148
図 9.2.1	ERU単価によるIRRの変化	157
図 9.3.1	電力料金単価による感度分析	159
図 9.3.2	熱料金単価による感度分析	160
図 9.3.3	設備投資変動による感度分析	161
図 9.3.4	メンテナンス経費率による感度分析	161
図 9.3.5	LFG回収利用量による感度分析	162
図 9.3.6	為替変動による感度分析	163
図 9.3.7	ERU移転率による感度分析	164

表目次

表 1.1.1	ロシアの主要経済指標	4
表 1.2.1	エネルギー供給バランス	6
表 1.3.1	ロシア電源別総発電電力量	19
表 1.3.2	ロシア電源別発電設備容量	20
表 1.3.3	ロシア電源別設備利用率	20
表 1.3.4	火力発電所の消費燃料構成	21
表 1.3.5	一般供給用火力発電所(A)の燃料消費率と熱効率の推移	21
表 1.3.6	部門別消費電力量	22
表 1.3.7	チュメニエネルギーの過去5年間の総発電電力量推移	22
表 1.3.8	チュメニエネルギー発電所一覧	23
表 1.3.9	チュメニエネルギー電力料金表(2004.4.1現在)	26
表 1.4.1	ロシアの各地域における年平均気温、熱供給期間、人口一人当たりの熱消費	27
表 1.4.2	ロシアの地域熱供給事業の各指標(2004年現在)	28
表 1.4.3	ロシアにおける熱供給バランス(2001年)	29
表 1.4.4	スルグートの主要熱供給プラントの位置と容量	30
表 1.4.5	チュメニエネルギーの熱供給料金	32
表 2.3.1	スルグート市の人口の推移	47
表 2.3.2	27 TH KM MSW LANDFILLの基本情報	50
表 2.3.3	各エリアの主要負荷設備	53
表 2.3.4	埋立処分場エネルギー需要想定	54
表 2.4.1	スルグート市の人口と廃棄物発生量予測	56
表 3.2.1	ERUの経済的価値を考慮しない場合のキャッシュフロー	78
表 3.2.2	ERUの経済的価値(6US\$/T-CO ₂)を考慮した場合のキャッシュフロー	78
表 3.3.1	ディーゼル発電システムの発電容量および負荷率に対する排出係数	85
表 3.3.2	ロシアCO ₂ 排出原単位 (KG-CO ₂ /KWH)	86
表 3.6.1	当該処分場における廃棄物処分量予測結果	93
表 3.6.2	スルグートの一般廃棄物組成	94
表 3.6.3	英国環境局によるメタン発生率 _K の推奨値	98
表 3.6.4	廃棄物水分含有量別メタン発生率 _K	99
表 3.6.5	埋立処分場分類によるメタンガス補正率MCF	100
表 3.6.6	IPCCガイドラインEQUATION2によるDOC算出結果	101
表 3.6.7	廃棄物種別毎のDOCおよびDOC _F	102
表 3.6.8	廃棄物種別毎のカテゴリー分布と質量割合	102

表 3.6.9	廃棄物組成毎のカテゴリー別DOC * DOC _F	103
表 3.6.10	4 カテゴリーモデルにおけるカテゴリー別潜在的メタン発生量	103
表 3.6.11	カテゴリー別一般廃棄物処分量予測	104
表 3.6.12	カテゴリー に起因するメタンガス発生量試算結果	106
表 3.6.13	カテゴリー に起因するメタンガス発生量試算結果	107
表 3.6.14	カテゴリー に起因するメタンガス発生量試算結果	108
表 3.6.15	メタンガス回収率と回収量試算結果	109
表 4.2.1	CGS導入計画	115
表 4.4.1	プロジェクト実施スケジュール	118
表 5.1.1	埋立処分場への供給エネルギー試算結果	120
表 5.1.2	CGSに供され破壊されるメタンガス量試算結果	121
表 5.1.3	フレアに供され破壊されるメタンガス量試算結果	121
表 5.1.4	処分場ディーゼル発電機の代替によるGHG削減効果試算結果	122
表 5.1.5	処分場化石燃料炊きボイラの代替によるGHG削減効果試算結果	122
表 5.1.6	本プロジェクト活動によるGHG排出削減量試算結果	123
表 6.1.1	固定発生源からの大気汚染物質放出に対する標準料金	128
表 6.1.2	表層および地下水へ排出される排水に対する標準料金	129
表 6.1.3	産業および消費者廃棄物に対する標準料金	130
表 6.1.4	水中汚染物の最大許容濃度 (MAC)	131
表 6.1.5	大気汚染物の最大許容濃度 (MAC)	132
表 6.2.1	脱硫設備・CGSの概要	134
表 6.2.2	有効煙突高さの追加分の計算結果	136
表 6.2.3	SO ₂ 最大着地濃度が最大許容濃度(0.019PPM)と等しくなる 実煙突高さおよび風下距離	137
表 6.2.4	NO ₂ 最大着地濃度が最大許容濃度(0.021PPM)と等しくなる 実煙突高さおよび風下距離	138
表 8.1.1	モニタリング項目およびモニタリング方法	146
表 8.4.1	モニタリング計器の選定	149
表 8.4.2	モニタリング計器の校正	150
表 9.1.1	イニシャルコスト	151
表 9.2.1	炭素クレジット販売益を考慮しない場合のキャッシュフロー	156
表 9.2.2	炭素クレジット販売益を考慮した場合のキャッシュフロー	156
表 9.2.3	ERU単価によるIRRの変化	157
表 9.2.4	実質利率変動による影響	158
表 9.3.1	電力料金単価による感度分析	159
表 9.3.2	熱料金単価による感度分析	160

表 9.3.3	設備投資変動による感度分析	161
表 9.3.4	メンテナンス経費率による感度分析	161
表 9.3.5	LFG回収利用量による感度分析	162
表 9.3.6	為替変動による感度分析	163
表 9.3.7	ERU移転率による感度分析	164
表 9.3.8	総合評価結果	166
表 9.4.1	電力を系統連系する場合のエネルギー供給量試算結果	168
表 9.4.2	電力を系統連系する場合のGHG排出削減効果試算結果	169
表 9.4.3	電力を系統連系する場合のキャッシュフロー	170

第1章 ロシアの基本情報

1.1 政治・経済・社会

1.1.1 一般的事項

ロシアは、ユーラシア大陸の北半分を占める世界最大の国である。国土は 1,707 万 5,400 平方キロメートルで日本の約 45 倍の広さであり、北緯 66.5 度以北の北極圏を中心に広がる永久凍土のツンドラから、寒帯性の森林タイガ、乾燥性草原のステップ、ヴォルガ川下流域の半砂漠、北コーカサスの山岳地帯と多様である。

一般に、南北に 200km に延びるウラル山脈を境に西側をヨーロッパ・ロシア、東側をアジア・ロシアとして区分することが多い。ヨーロッパ・ロシアには山らしき山はなく、広大な東ヨーロッパ平原の大きな部分をなしている。アジア・ロシアはウラル山脈からエニセイ川まで低地が広がり、東シベリアから極東にかけては大地や高原、山地が続いている。シベリアは東西約 5000km、南北約 3000km に及ぶ広大な土地で、ロシア連邦の全面積の 4 分の 3 を占めている。首都はモスクワに置かれており、89 の連邦構成体（49 州、6 地方、21 共和国、1 自治州、10 自治管区、モスクワ市及びサンクトペテルブルグ市）から成る。

今回のプロジェクトサイトが位置するスルグート市はウラル連邦管区チュメニ州ハンティ・マンシ自治管区の中央に位置する。

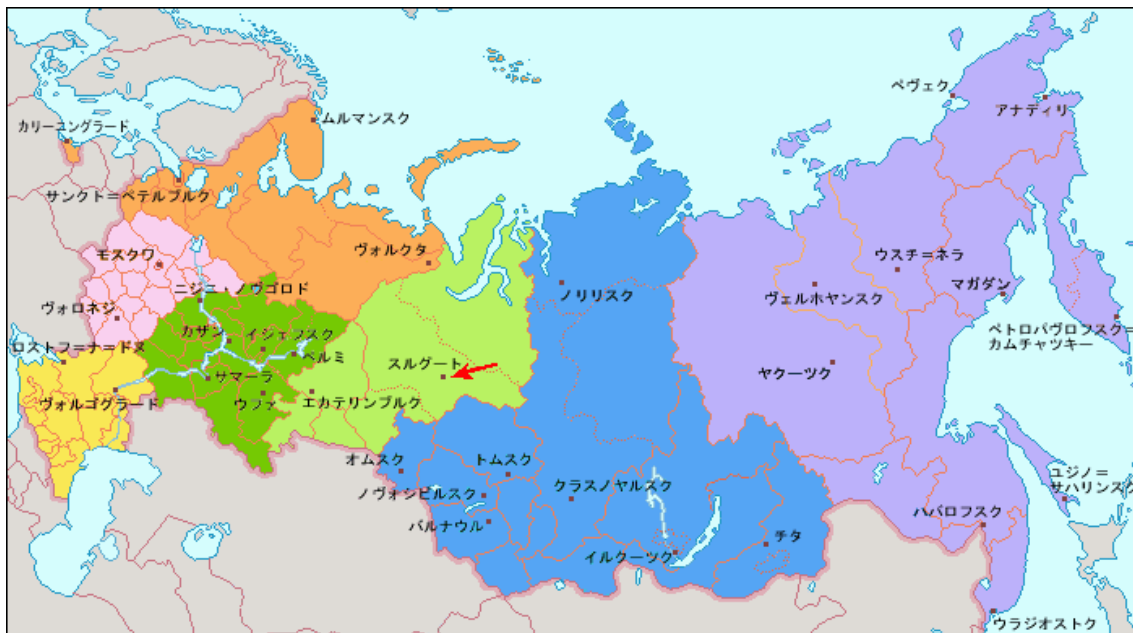


図 1.1.1 ロシアの国土

1.1.2 内政

ソビエト連邦（以下、「ソ連」という）は、ゴルバチョフ政権末期には、ペレストロイカ（立て直し）政策によって醸成された市場経済化の流れに対応できず、また、ソ連加盟共和国に対する政治的求心力も失い、1991年12月に加盟共和国のロシア、ウクライナ及びベラルーシのスラブ系3ヶ国は、同時に同諸国間の政治・経済の結びつきを維持するために「独立国家共同体（CIS）」を創設することで合意した。CISはその後、バルト三国及びグルジア（1993年に参加）を除く8ヶ国を加え、11ヶ国による創設協定の調印（1991年12月21日）によって発足した。

ロシア共和国は、ソ連の崩壊直後に国名を「ロシア連邦」に改められ、そのまま大統領職を続けるエリツィンのもと、1993年に新憲法が制定され、国家体制は、複数政党制、連邦議会制度、三権分立、大統領制など欧米型の体裁を整えていったが、同時に大統領には、下院と内閣の解散権、首相、最高裁長官の任命権、議会可決法案の拒否権、また、立法府が関与しない大統領令の発令権限など強大な権限が与えられた。しかし、エリツィン大統領は、その強大な権限によっても経済の悪化や政治の混乱を抑えることができず、次第に国民の指示を失うようになると、大統領の任期を半年残したまま、1999年末に突然、プーチン首相（1999年8月就任）を大統領代行に指名し、自ら職を辞した。

プーチン大統領代行は、首相就任以来、チェチェン紛争で外圧に屈せず武力鎮圧を強行したことで、国民の支持を得ていたが、2000年3月の大統領選挙では、第一回投票で過半数を獲得し、同年5月に正式に大統領に就任した。就任と同時にロシア連邦行政府の統廃合を行い、ほぼ現在の形に整えた。就任に際して大統領は「強い国家」の建設を政策目標に掲げて、国家権力を強化すべく政府の主要機関を「大統領ブロック」と称して大統領直轄とし、また、連邦を7管区に分け、各管区に大統領全権代表を置く制度を導入するなど、種々の政策を実施した。さらに、エリツィン時代の政治的混乱の要因となった議会、知事等の地方エリート、財閥等を抑え、政治的安定を達成した。その背景には70%以上の支持率を維持する大統領の個人的人気の高さやロシア経済の好調がある。昨年、ホドルコフスキー「ユコス」社社長逮捕に関連し、政権内のエリート・グループ間の権力闘争が指摘されるなど流動化の傾向も見られたが、これも抑え、2003年12月の国家院（下院）選挙では与党「統一ロシア」党が3分の2議席を確保し圧勝した。その後2004年3月に内閣を更迭し、対外経済分野に通じたフラトコフを首相に任命し、閣僚を半数近くに減らす大幅な機構改革を断行した。さらに、プーチン大統領は、3月の大統領選挙で70%以上の得票を得て再選され、自らの政治基盤をさらに強化して任期二期目に入った。

1.1.3 外交

プーチン大統領は、就任以降積極的な首相外交を展開して、外交を主導してきた。連戦後の国際社会の現実とロシアの国力を冷静に認識した上で、米国と張り合うよりむしろ協調を進め、その中でロシアの国益を最大限に確保するという現実的な姿勢が見られ、特に2001年9月の同時多発テロ事件以降、この姿勢は顕著になっている。また、同大統領は、経済外交を重視し、世界経済システムへの統合を標榜し、特にWTOへの早期加盟を当面の課題としており、京都議定書批准も2004年5月に行われたEU諸国とのWTO加盟交渉における条件闘争の中で提示された。

ロシア外交で重要な地位を占めるのが、EU及びNATOとの関係である。EUは2004年5月1日、エストニア、ラトビア、リトアニアのバルト三国、ポーランド、ハンガリー、チェコ、スロバキア、スロベニアの中・東欧諸国、マルタ、キプロスの地中海諸国の10カ国が加わり、25カ国体制へと拡大した。EUの人口は4億5,000万人を突破し、経済規模も域内GDPが9兆5,000億ユーロを突破、米国に匹敵する経済圏となった。

また、それより前の2004年3月29日、エストニア、ラトビア、リトアニア、スロバキア、スロベニア、ルーマニア、ブルガリアの7カ国がNATOに正式加盟した。これでNATOは、1999年のポーランド、チェコ、ハンガリーに続き、冷戦後2度目の拡大で26カ国体制となった。このようにEUとNATOは、連携をとりながら、共通の政治、経済、安全保障のエリアを東へと拡大し続けてきており、今後、更にその拡大が続くものと予想されている。

一方、その後の東への拡大で最も注目されるのがロシアである。NATOとの関係で見れば、1999年の第1次拡大で、NATO・ロシア常設合同理事会（PJC）、第2次拡大に向けては、特定分野で20カ国の対等な共同決定を可能にするNATO・ロシア理事会（NRC）が設置され、ロシアは既にNATO準加盟国となっている。ちなみに現在、クロアチア、マケドニア、アルバニア、さらにはセルビア、モンテネグロなど南東欧諸国、旧ソ連圏ではウクライナもNATO加盟を目指している。

EUの拡大については、ロシアとしては、ウクライナ、ベラルーシ、カザフスタンの旧ソ連圏を含めた共通経済圏構築のための「統一経済圏」設立協定の調印にこぎ着け、一定の締め付けを効かせていると見ることができる。しかしこれは、EUへの対抗というよりはむしろ、その中での盟主の地位を確保することに狙いがある。現在2007年加盟を目標として、ルーマニア、ブルガリアが加盟交渉中であり、トルコは既に加盟候補国の地位が与えられており、本年末に加盟交渉を開始するか否かの決定が下される。また、クロアチア、マケドニアは加盟申請済みであり、旧ソ連圏ではウクライナ、モルドバなどが加盟希望を持っている。

1.1.4 経済

(1) ロシア経済のこれまでの推移

ソ連解体後のロシアでは、エリツィン大統領の下で92年1月から市場経済に向けた急進的な経済改革が開始されたが、ハイパーインフレに見舞われるなど多くの問題が生じ、生産も大きく落ち込んだ。その後95年あたりからようやくインフレが沈静化し、97年にはGDP成長率もわずかながらプラス(0.9%)に転じ、回復の兆しが見られたが、97年に発生したアジアでの経済危機の影響を受け、また国際石油価格の低迷などもあって、98年8月にはロシアでも金融危機が発生し、ルーブルの大幅切り下げや支払い停止等を余儀なくされ、経済も再び落ち込んだ。

しかし、99年には国際石油価格が高騰したことや、ルーブル切り下げ効果により国内の輸入代替産業が復調し始めたこと等を背景に、経済は大幅に成長に転じ、2000年にはGDP成長率は10%と近年にない高い成長を記録した。また、インフレ率も年20%程度まで下がり、急速に改善された。

(2) ロシア経済の現状と見通し

2001年以降は、ルーブルの代替効果が徐々に薄れて、国内産業の復調に限界が見え始め、GDP成長率は2001年には5.1%、2002年には4.7%と低下傾向が見られたが、幸運にも国際石油価格がなお比較的高値で維持されてきたことから、エネルギー産業の好調が続いており、これが牽引となって経済成長が維持されていると言える。このため、ロシア経済は、エネルギー産業への依存をますます強める状況になっている。

表 1.1.1 ロシアの主要経済指標

	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年
GDP	-5.3%	6.4%	10.0%	5.1%	4.7%	7.3%
インフレ(CPI)	84.4%	36.5%	20.2%	18.6%	15.1%	12.0%
鉱工業生産	-5.2%	11.0%	11.9%	4.9%	3.7%	7.0%
設備投資	-12.0%	5.3%	17.4%	8.7%	2.6%	12.5%
貿易収支(米ドル)	164億	360億	602億	481億	463億	600億
金外貨準備 (年末/米ドル)	122億	120億	283億	362億	478億	1139億 (04年11月)

出典：金外貨準備はロシア中央銀行、それ以外はロシア統計国家委員会データ。2003年のデータは全て暫定値

昨年に入ってロシア経済は非常に好調であり、GDP 成長率は 7.3%を記録。鉱工業生産、設備投資など他の指標も前年に比べ大幅に改善されている。この主な要因としては、やはり昨年始めから石油価格が高騰したことが指摘でき、昨年のロシアの原油輸出は金額ベースで対前年同期比 34%も増加している。このほか天然ガスや非鉄金属などロシアの主要輸出品の国際価格が高かったため、昨年のロシアの輸出は総額で前年比 26%も増加した。この輸出で稼いだ資金が投資や国民の所得を引き上げて内需を拡大し、GDP を引き上げるといふ好循環が生まれている。

プーチン大統領は昨年 5 月に行った教書演説で、今後 10 年間で GDP の倍増（そのためには年率 7%以上の成長が必要）貧困の克服などを目標に掲げ、その後も折に触れ右達成の重要性を強調している。他方、ロシア政府が最近（3 月）閣議で基本了承した中期経済見通しでは、本年は 6.4%、来年は 6.2%の経済成長を予測しており、また、貧困所得者数を 07 年までに現在の半数に削減し、国民の実質所得を 40%増加させることを計画している。

(3) 経済改革の現状

上述したように、ロシア経済はエネルギー産業への依存度が高く、その基盤は未だ脆弱である。ロシア経済が持続的に成長するためには経済全体の近代化が急務であるが、そのためには、国内経済構造の改革が不可欠である。プーチン大統領は、そのような改革の必要性を認識しており、首相時代の 99 年に自らのイニシアチブで「戦略策定センター」を設立し、多くの経済専門家を動員して構造改革実施のための「社会経済発展プログラム（短期、中期、長期）」を策定させ、そのプログラムに沿って、改革努力を行って来ている。

具体的には、2000 年には 13%の一律所得税導入など税法改正が行われ、2001 年には様々な規制緩和措置がとられたほか、土地法典、労働法典、年金・社会保障制度の改革など長年懸案となっていた一連の改革法案を成立させるなど、法整備面で大きな成果があった。2002 年は、農地法などが採択されたほか、大きな課題であり改革が遅れていた鉄道や電力分野の改革についても、2002 年末から昨年始めにかけて一連の法案が採択された。また、昨年末には、財政の安定化を目的とした「安定化基金」の設置や銀行制度改革の一環として「個人預金保険法案」が採択された。

これらの一連の改革により、ロシアの経済環境は徐々に改善されてはいるがまだまだ不十分である。これらの改革は緒についたばかりであり、今後どのように実施されるかに注目する必要がある。当面の重要な課題としては、銀行制度の改革、自然独占体の改革、行政改革などが挙げられるが、いずれも当初の予定よりかなり遅れており、難航が指摘されている。政権基盤をさらに強化して二期目に臨むプーチン大統領は、これらの改革にどのように取り組むか注目される。

1.2 エネルギー事情

1.2.1 一次エネルギー需給

エネルギー需給も経済の動向を反映して縮小から再び拡大に向かっている。一次エネルギー生産では、1997年に13億5,970万石炭換算トン(1石炭換算トン=700万kcal)で底を打ち、1998年に前年比0.6%増と僅かに上向き、以降は増勢に転じている。2001年には14億6,510万石炭換算トンを記録し、前年実績を3.3%上回った。

2001年におけるエネルギー別の生産シェアは、石炭が12.4%、石油が34.0%、天然ガスが45.8%、一次電力が7.4%という構成であった。2000年の生産シェアと比較すると、石油が1.3ポイント上昇し、一方、天然ガスが1.7ポイント下がるという対照を見せている。これは天然ガスの生産が下降線を辿っているのに対し、石油の生産が引き続き好調を維持しているためである。また、燃料消費に占める石油及び天然ガスのシェアは、前者が約30%、後者が約50%という比率で推移している。

表 1.2.1 エネルギー供給バランス

(単位 100万石炭換算トン^(a))

年	生産量				
	石炭	石油 ^(b)	天然ガス	燃料合計 ^(c)	総生産量 ^(d)
1995	181.5	438.9	685.0	1315.3	1402.1
1996	170.7	430.8	694.1	1304.4	1396.0
1997	164.0	437.1	659.0	1268.1	1359.7
1998	154.4	433.7	682.5	1276.9	1367.5
1999	166.5	436.4	682.8	1292.9	1385.0
2000	172.4	462.8	673.8	1315.9	1417.9
2001	182.0	497.8	670.7	1357.1	1465.1
年	消費量				
	石炭	石油 ^(b)	天然ガス	燃料合計 ^(c)	総消費量 ^(d)
1995	168.8	272.6	436.9	888.1	899.2
1996	165.8	259.0	443.6	877.5	883.2
1997	153.0	258.6	434.5	853.5	-
1998	143.8	242.4	433.6	826.0	-
1999	144.3	249.1	449.4	849.5	-
2000	150.3	261.6	455.7	874.2	-
2001	146.3	268.8	464.7	885.9	-

[出典] ロシア統計年鑑, 1997~2003

[注] (a) 1石炭換算トン=700万kcal. (b) NGL(天然ガス液)を含む。

(c) その他燃料(泥炭、油母頁岩、薪材)を含む。(d) 一次電力(原子力、地熱および水力発電量)含む。

1.2.2 エネルギー政策

(1) 連邦省庁再編

前述のようにプーチン大統領は政権二期目への移行に際して、連邦政府組織の再編成を行った。まず、連邦政府組織の再編成に関しては、13 省、2 国家委員会、1 連邦委員会、4 連邦局、4 連邦庁が廃止されて、閣僚級ポストが従来の 30 から 17 に削減された。これに加えて、ロシア連邦政府の組織は「連邦省 (Federal Ministry)」 - 「連邦局 (Federal Service)」 - 連邦庁 (Federal Agency) の 3 層システムに改組された。「連邦省」は政策立案および連邦局・連邦庁の業務の管理・調整、「連邦局」は各種ライセンスの付与および法律の遵守状況の監督、「連邦庁」は決定された政策の具体的な実施・調整を担当することとなった。

エネルギー関連で見ると、エネルギー省と原子力エネルギー省が廃止されて、その機能は新設の「産業・エネルギー省」に移管された。「産業・エネルギー省」は 3 連邦局 (連邦原子力監督局、連邦技術規制・計測局、連邦技術監督局) と 5 連邦庁 (連邦原子力エネルギー庁、連邦宇宙庁、連邦工業庁、連邦建設・住宅・公共事業庁、連邦エネルギー庁) で構成されている。(図 1.2.1)

ロシアのエネルギー産業は連邦エネルギー庁の管轄下に置かれることとなった。また、連邦エネルギー庁の権限は以下のとおりである。

- エネルギー関連の国営企業および政府組織の管理、エネルギー供給の確保、エネルギー生産と消費の管理。
- 電力産業 (原子力は除く) 石油産業、石炭産業、ガス産業の管理。
- エネルギー産業の投資計画に関する提案。
- 原油、石油製品、ガスのパイプラインおよび電力網の利用に関する計画の策定。
- 省エネルギー計画の策定。
- 生産分与協定に関する政府の政策の実行。
- エネルギー関連分野における緊急事態の対応策の策定と実施。

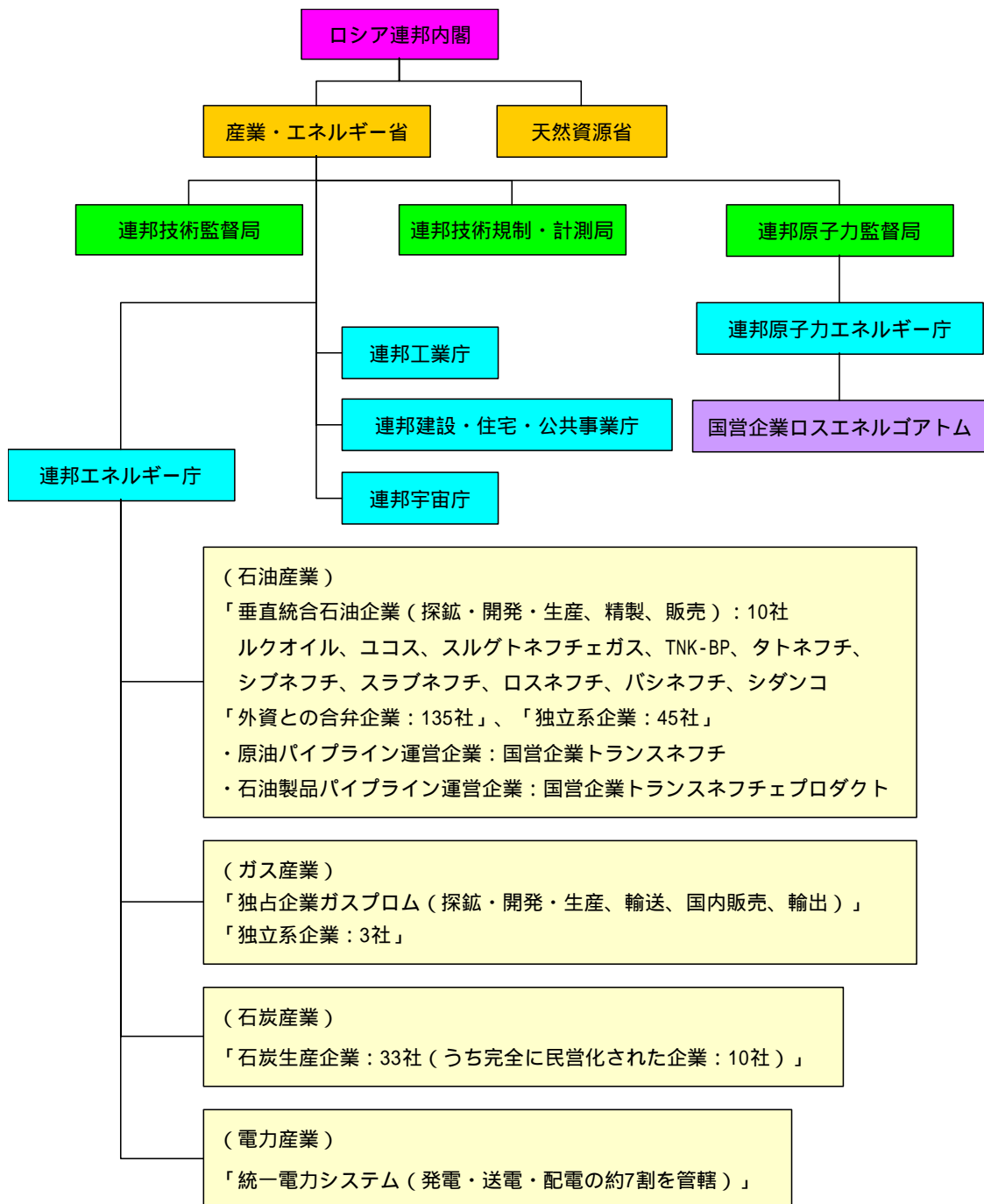


図 1.2.1 ロシアのエネルギー行政・産業組織図 (2004 年 3 月現在)

出典：(財)日本エネルギー経済研究所レポート

(2) エネルギー政策

ロシアの長期エネルギー政策は、1992年以降、「エネルギー戦略」という政策文書の形で纏められ、その時々的情勢に合わせて改訂が行われてきた。現在は2003年に制定された「2020年までの期間におけるロシアのエネルギー戦略の基本規定」(以下、「2003年版エネルギー戦略」という)が政策大綱となっており、エネルギーの安定供給、省エネルギーの推進、エネルギー部門の財務安定度、設備利用率及び労働生産性の向上、環境問題への対応が優先政策課題として掲げられている。

また、「2003年版エネルギー戦略」では、長期的エネルギー需給は、「高成長シナリオ」(GDPが2020年までに2000年水準の3.3倍)と「中成長シナリオ」(同2.3倍)の2つのシナリオが想定されている。

「中成長シナリオ」では、一次エネルギー消費は2000~2020年を通じて一定した伸び率(年率1.2%)で推移するのに対して、生産は2000~2010年(前期)に1.8%、2010~2020年(後期)は0.6%と低い伸びとなる。輸出も前期に比べて後期は大幅に低い伸びとなるが、生産量に占める輸出の比率は39%(2000年)から44%(2020年)に上昇することが想定されている。また、エネルギー利用効率の大幅な改善が求められ、GDPのエネルギー原単位は、2010年に2000年実績の74%、2020年には同56%に削減することが目標として掲げられている(図1.2.2、1.2.3)。

エネルギー源では、石油は前期に年率3.2%で増産されるが、後期は同0.1%で横ばいになる。天然ガスは増産率が前期年率0.8%、後期同0.7%と低調である。一方、石炭は全期を通じて年率1.9%の増産が想定されている。こうして2020年には、エネルギー消費バランスに占める天然ガスの比率は、50%から46%に下降する(図1.2.4)。また、発電電力量の伸び率は、前期が年率1.5%、後期が同1.8%と想定されている(図1.2.5)。

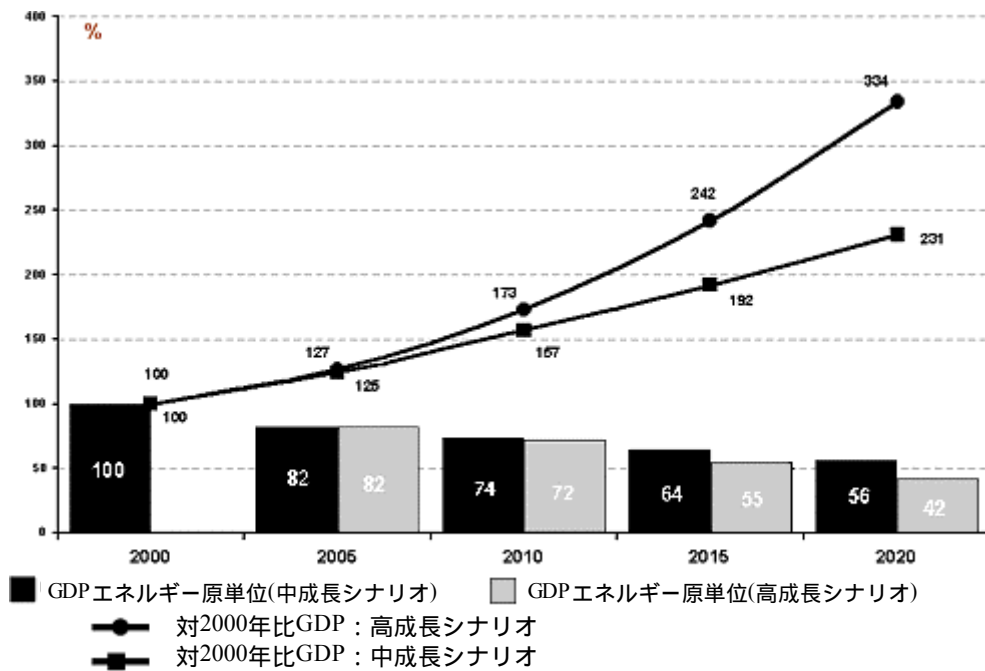


図 1.2.2 ロシアにおける GDP の推移

出典：2003 年版エネルギー戦略

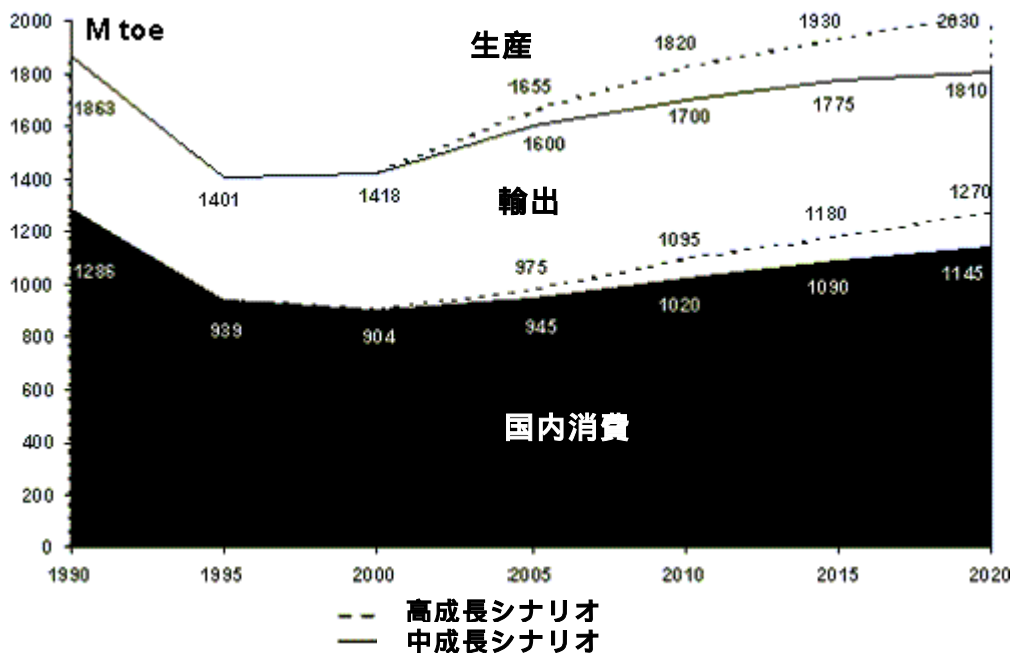


図 1.2.3 ロシアにおける一次エネルギー生産と消費の推移

出典：2003 年版エネルギー戦略

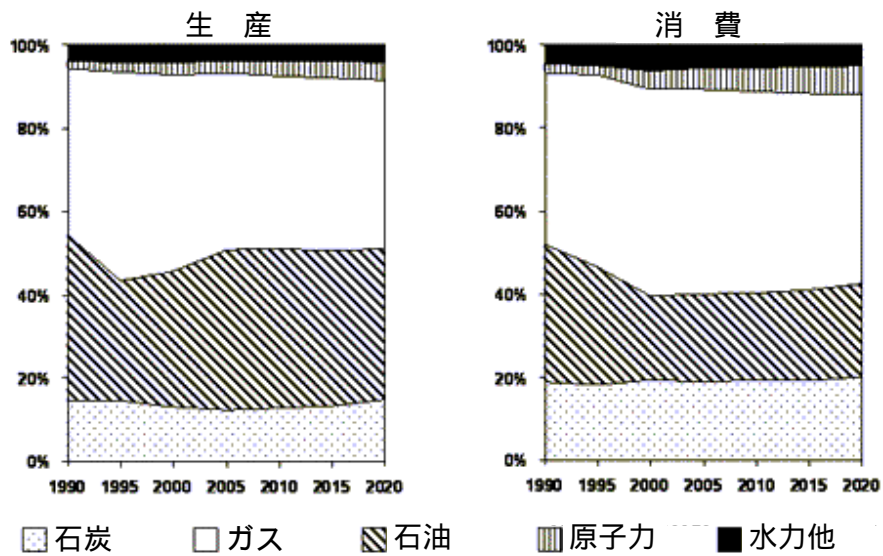


図 1.2.4 一次エネルギー生産と消費に占めるエネルギー源の構成比率推移

出典：2003年版エネルギー戦略

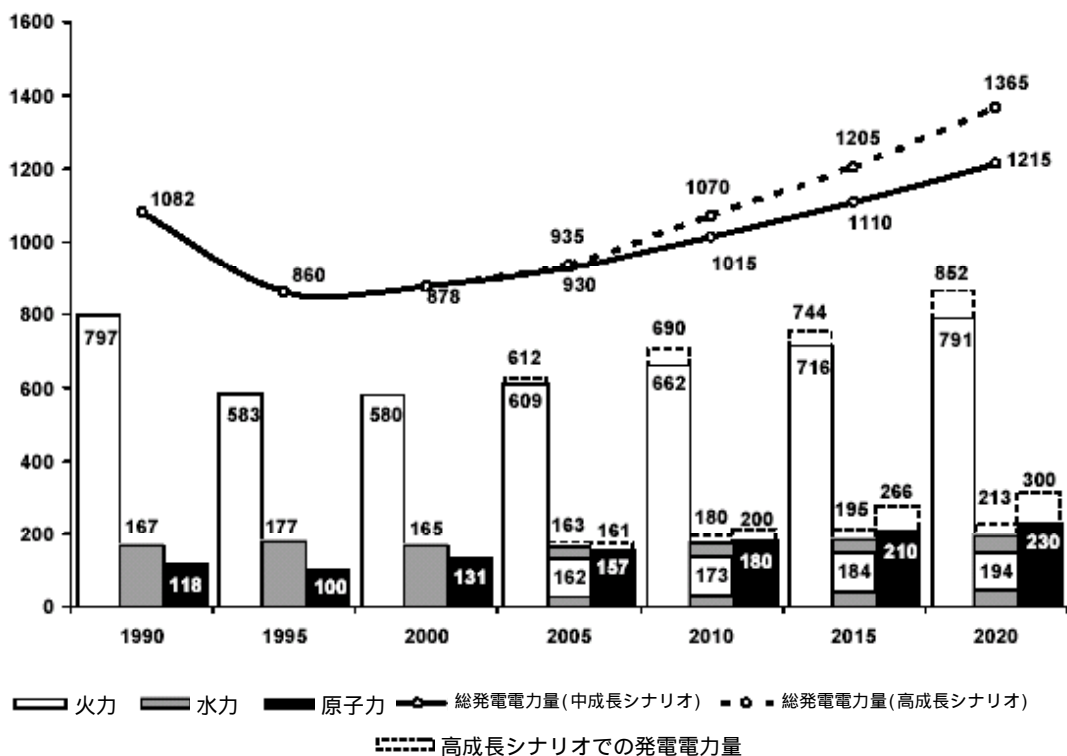


図 1.2.5 ロシアにおける発電電力量推移 (TWh)

出典：2003年版エネルギー戦略

次に電力部門関連の戦略を見てみると、現在ロシアの電源構成で約 7 割の高い割合を占めているのが火力発電であり、今後も 60～70%を占め同国の電力部門の基盤となると考えられている。従って、2003 年版エネルギー戦略のエネルギーの安定供給、エネルギー消費の抑制、設備利用率の向上、環境配慮といった優先課題になぞらえ、高効率、環境配慮型火力発電所の新設、老朽火力発電所のリハビリによる効率改善といったことを主眼に新技術の導入がなされていくであろう。

新エネルギーの分野で言えば、ロシアでは太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等から得られるエネルギーを「再生可能エネルギー資源」と見なしており、2003 年版エネルギー戦略の中でも、通常化石燃料の消費節約、環境保護の観点から再生可能エネルギーの利用を促進する方針が示されている。また、ロシアにはこれらエネルギー資源の研究と開発、省エネ、環境保護に携わっている研究開発機関が多数ある。

ロシアでは、これら再生可能エネルギー源を、

- 電力供給網が行き届いていない地域の住宅および産業に熱と電力を安定供給する。
- 緊急の電力供給停止による損害を防ぐために、エネルギー供給が不足しがちな地域の住宅および産業に最小限の電力を安定供給する。
- 環境問題の深刻な都市や保養地の大気汚染を改善する。

といった目的に活用したいと考えられており、再生可能エネルギー開発に関する具体的な国の目標を設定した「再生エネルギー源に関する連邦法 (Federal Law On Recoverable Source of Energy)」および再生可能エネルギー源に関する連邦政府法令を策定し、採択する意向である。

ロシア国内で最も開発が進んでいる新エネルギー源は、地熱エネルギーと風力エネルギーである。地熱発電の開発は、カムチャッカ州で進んでおり、電力需要の 25%を地熱発電所で供給している。風力発電所の活用はチェコトカ州とオムスク州で進められている。

ランドフィルガス有効利用プロジェクトについては、どちらかといえば自治体を中心に試みられており、モスクワ近郊でオランダがパイロットプロジェクトを実施した例もあるが、ロシアでは一般的に認知度が低く、ほとんど普及していない。将来的にエネルギー戦略の中に盛り込まれ、注目されていくプロジェクトとなる可能性は低そうである。むしろ、環境改善戦略として、廃棄物処分場の環境保全対策の 1 つとして検討されるのではないかと期待される。

1.3 電気事業

1.3.1 電気事業体制

ソ連時代の電気事業はソ連電力電化省を頂点に、地区電力管理局（REU¹）を電気事業の現業組織の基本単位とし、その間に中間管理機関を置く、国有、国営の発送配電一貫の事業体制であった。

しかし、1980年代半ばにゴルバチョフ政権によって推進されたペレストロイカ政策の一環として、電気事業においても運営・管理の分権化、企業の自由裁量の拡大を図る組織改革が始まった。その後、1991年12月のソ連の崩壊、ロシア連邦の発足という歴史的転換期を迎え、経済全体の民営化の一環として電気事業の民営化に着手した。

民営化にあたっては、全国的な統一を維持することで、運営システムの崩壊を防ぎ、電力供給の確保をすべきという電気事業関係者の働きかけもあり、大統領令第923号「民営化の条件化でのロシアの電気事業部門の管理の組織化について」（92年8月15日付）によって全国大の電力会社となる「ロシア電力電化株式会社《ロシア単一電力系統》（RAO “EES”）」（以下、EESという）が発足した。

この大統領令によって、EESの定款資本には、

- 変電設備並びに系統全体の調整装置及び自動事故防止装置を含めた、電圧220kV以上の基幹送電線（295ルート）
- 設備容量30万kW以上の水力発電所及び同100kW以上の火力発電所の資産（合計51カ所）
- 中央給電指令所及び7カ所の統合給電指令所、並びに生産合同「ダリエニ・エレクトロペレダッチー」（「長距離送電線」の意味を持つ企業で基幹送電線及び変電所設備の管理を行っていた）の資産
- 地方電力株式会社²（以下、地方電力という）及び電力インフラ企業の各定款資本の中で国が保有する49%以上の株式

といった資産が繰り入れられた。

EESは2003年現在、地方電力73社、株式会社・発電所41社、系統運用機関2社（中央給電指令所、インテルRAO EES）、電力管理会社6社、研究開発期間及び設計機関57社、

¹ 独立した法人であった発電所、送電線企業、補修企業などで構成されていた。

² 地域独占の垂直統合型事業者（発電、配電、販売）であり、地方の行政区域（主に州及び共和国）と重なり、その地域名の後に「エネルギー」を添えて社名としている。

建設・調達その他機関 71 社、新たに加わった送電会社 1 社の計 251 社の子会社・関連会社とともに「EES グループ」を形成している。また、子会社・関連会社の中でも、EES グループから研究開発及び設計機関、建設機関等を除いた地方電力、株式会社・発電所、電力管理会社、中央給電指令所及び卸電力市場の取引業務を行う連邦卸電力市場・契約決済センター（CDR FOREM）等の電力部門に直接かかわる企業については、親会社の EES とともに「EES ホールディング」と名付けられている。

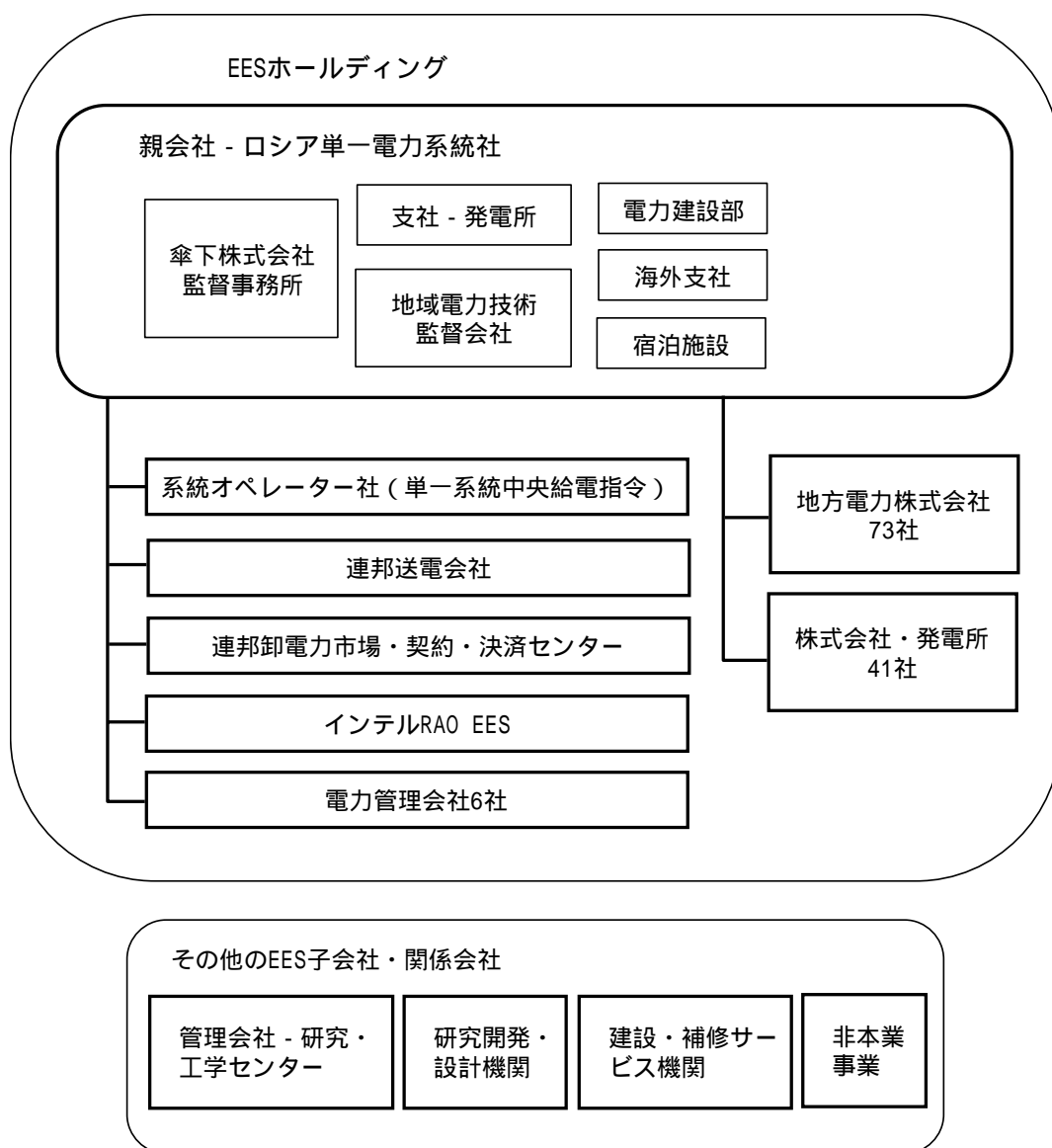


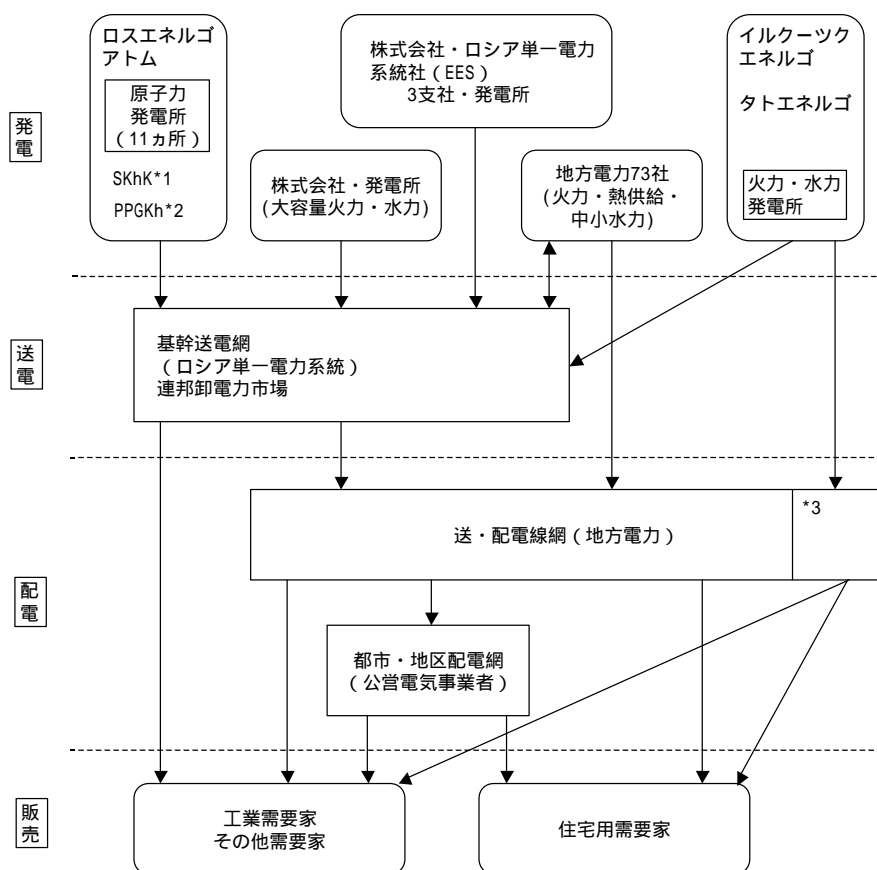
図 1.3.1 株式会社・ロシア単一電力系統社（EES）グループの組織（2003 年初現在）

出典：海外電力調査会レポート

原子力部門については、1992年9月の大統領令によって設立された「ロシア国有原子力発電・熱生産コンツェルン」(国有コンツェルン「ロスエネルゴアトム」)が、連邦国有単一企業という法的地位を得ていた原子力発電所を統括し、事業運営をあたることになった。同コンツェルンは2000年4月に、それまで原子力省直轄であったレニングラード原子力発電所を支社とし、全国一社の原子力発電会社に統一された。

1.3.2 電力供給体制

ロシアの電力供給は、上述のEESホールディングを中心に、その傘下に入っていない「タトエネルゴ」及び「イルクーツクエネルゴ」、さらに原子力発電会社「ロスエネルゴアトム」などによって行われている。



*1 「シベリア化学コンビナート」 *2 「プリアルゲンスク鉱業化学合同」

*3 イルクーツクエネルゴ及びタトエネルゴの自社供給区域

図 1.3.2 ロシアの電力供給体制

出典：海外電力調査会レポート

発電部門は、基本的に EES の支社発電所及びリース発電所、株式会社・発電所並びに 73 の地方電力に加え、EES から独立した「タトエネルゴ」及び「イルクーツクエネルゴ」、さらにロスエネルゴアトム社で構成されており、いずれも連邦卸電力市場に電力を卸供給している。ただし、地方電力については、地域独占の垂直統合型電気事業者であり、自社の供給区域内に電力を供給しているため、同区域内の需要を賅う以上の発電設備を有する地方電力が、余剰部分を卸電力市場に供給している。その他、卸市場の参加メンバーとなった産業自家発が卸市場に電力を供給している。

系統運用部門では、EES 及び同社の 100% 子会社である単一系統中央給電指令所が担っていた役割が系統オペレーター社に移管され、同社が系統運用事業者となっている。

送電部門は同じく新設の連邦送電会社が担当し、EES の資産であった 220kV 以上の基幹送電線及び変電設備は、同社に移管された。また、地方電力の所有する送電線及び変電所についても、基幹設備部分は将来的に連邦送電会社に譲渡されることになっている。全国送電ネットワークである単一系統が連邦卸電力市場を形成している。

配電及び販売部門では、地方電力が自社の配電系統を介して需要家に供給するが、前述のとおり電力に余剰を抱える地方電力は、自社供給区域内の需要家に供給すると同時に連邦卸電力市場へ供給し、電力が不足する地方電力は、連邦卸電力市場から卸供給を受け、自社発電分とともに最終需要家及び卸転売事業者³に販売している。すなわち、需給がバランスしている地方電力は、発電から販売まですべて自社で賅うこととなる。

現在運用されている連邦卸電力市場（以下、FOREM という）は、卸電力市場の運営の基本原則を定める政府決定「連邦卸電力市場について」（1997 年 7 月）の承認を受けて開設された。しかし、現在のところ電力取引料金はすべて連邦エネルギー委員会の規制の下に置かれており、完全な自由化とはなっていない。

また、その参加者は、市場内で電力の売買又はサービスの提供を行う法人で構成（2003 年初現在 133 社）されているが、連邦エネルギー委員会によって毎年見直され、同委員会の提案に基づき連邦政府で決定されている。さらにその参加者は、単一系統の運転信頼度を維持するために、平常時に周波数及び電圧の基準値の維持、異常時に連系運転の安定度及び需要家への供給信頼性の維持、並びに事故障害の除去及び系統復旧、事故障害の速やかな除去と事故波及の予防という決められた技術基準を守ることとなっている。

FOREM の運営は系統運用を行う系統オペレーター社、商業取引のオペレーターである連邦卸電力市場・契約決算センター（CDR FOREM）さらにはロスエネルゴアトムによってサービス提供されている。

³ 主に公営配電事業者を指し、自ら所有する配電線を介して、電力を地方電力から購入し、最終需要家に販売している。

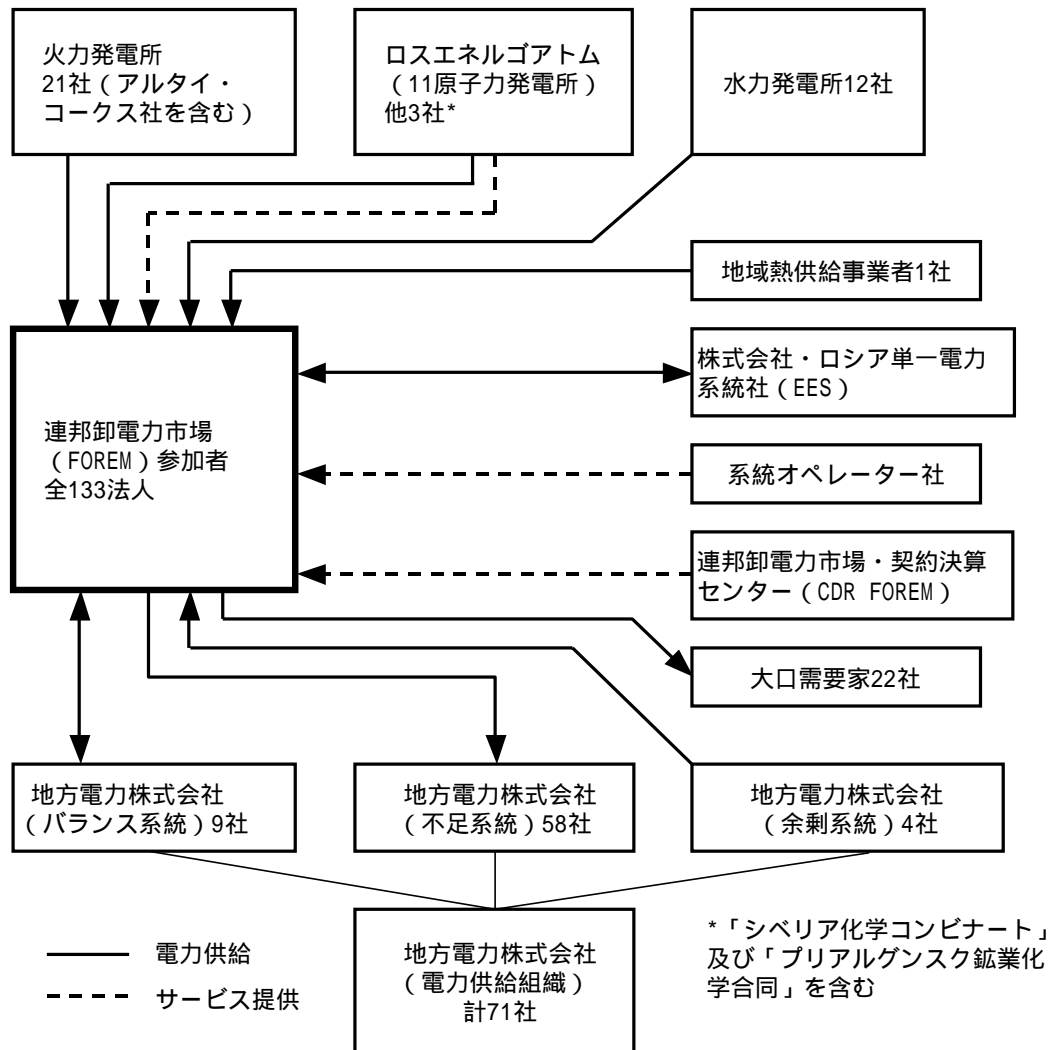


図 1.3.3 連邦電力市場における電力とサービスの流れ

出典：海外電力調査会レポート

1.3.3 電気事業法・規制体系

ソ連時代には電気事業法と名の付く法律はなく、それに代わるものとして電力取引全般を規制する「電力利用規則」が基本法の役割を果たしていた。しかし、前述のロシア連邦への体制移行時に実施された電気事業の民営化が不十分であったため、経営効率の低下などの欠点が顕著となり、そういった事態を打開すべく、電気事業再編の動きが活発となり、2001年7月11日「ロシア連邦の電気事業再編の基本方向」(以下、基本方向という)が政府承認された。

基本方向によると、電力再編の目的は、ロシアの経済・社会が安定的に機能し、発展するよう促すこと、発電及び電力消費の効率を引き上げること、電力の安定供給を図ること、という3点に集約されており、次にあげる段階を追って実施していくこととなっている。

第1段階（2001～2004.3）:

法令基盤の整備、卸電力市場の参加組織の設立及び地方電力の再編、国が経営をコントロールできる株式を保有した、独立した株式会社（連邦送電会社、系統オペレーター、卸発電会社、地方電力持ち株会社）の設立といった競争市場を始動するための条件作りの期間

第2段階（2004.4～2006.7）:

小売市場で営業する独立販売会社を設立、連邦送電会社及び系統オペレーターの統合の検討を行い、電力取引の競争メカニズムが卸市場全体に波及させる期間

第3段階（2006.7～2010.11）:

市場の法令基盤を引き続き改善し、市場インフラの一層の発展や基幹送電網の拡張、孤立系統を組み入れた市場の拡大、また、市場参加者がその運用条件に適應する過程で、電力会社の価格の評価不足、価格形成システムの安定などのために、大規模な投資を発電企業に呼び込む期間

この中に示されているように、第1段階で再編を裏付ける法令基盤の整備が緊要の課題とされ、議会内外での激しい論戦を経て、再編及びその後の電気事業運営を規制するものとして、2003年3月末、電気事業法をはじめとする諸法が制定された。

法の内容は、電力市場の自由化を規定し、電気事業分野における経済関係の法的基礎を確立し、規制機関の権限並びに電気事業者及び電力・熱需要家への基本的権利・義務を定めるものとなっており、政府の権限は逆に強化されている。また、施行時期については、交付と同時に施行される部分と他の法規の制定を待って施行される部分とに時間差が設けられ、電気事業法が完全に実施されるまでの期間は「移行期」とされている。他の法規とは「卸市場規則」を指し、同規則の施行は2005年7月以降とされている。したがって、「移行期」は少なくとも2005年6月までは続き、この移行期の間には電気事業運営に関する様々な規則の作成、承認がなされ、その後も政府主導の下、段階的に自由化範囲が拡大されていく見込みである。

現在は、以前政府の規制の下にあった連邦卸電力市場に自由取引センターが設けられ、発電設備容量の15%という制約を受けた上で自由取引が開始され、さらに、地方電力の再編によって発電、送配電、電力販売、系統運用及び補修の各部門が新会社に組織分割されたところである。今後2008年までには電気事業の基本的な再編が完了し、その時点で卸及び小売電力市場は完全に自由化される計画となっている。

1.3.4 電力需給

(1) 発電

ロシアの総発電電力量は2003年末現在、9,160億kWhで、2002年実績を2.8%上回った。電源別の内訳を見ると、水力発電量が2002年実績を3.8%割り込んだのに対し、火力および原子力が3.6%及び7.1%とそれぞれ発電量を伸ばしている。総発電電力量に占めるシェアは、火力が66.3%、水力が17.1%、原子力が16.5%となっており、同国が有する豊富な化石燃料を背景に火力は依然として主要発電設備として捉えられている。原子力の増加は設備利用率の増加による。

表 1.3.1 ロシア電源別総発電電力量

(単位：10億kWh)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
火力 (EES ^(a))	797	583 (・・・)	583 (511)	567 (494)	563 (491)	563 (489)	582 (505)	578 (501)	586 (504)	607 (521)
水力 (EES)	167	177 (・・・)	155 (103)	158 (114)	159 (112)	161 (113)	165 (118)	176 (126)	164 (113)	158 (115)
原子力	118	99.5	109	109	105	122	131	137	141	151
合計 (EES)	1,082	860 (・・・)	847 (615)	834 (608)	827 (604)	846 (602)	878 (623)	891 (627)	891 (617)	916 (636)

[出典]RAO UES Annual Report

[注] (a)EESホールディング内の発電電力量の再掲

また、総発電設備容量は2003年末現在、2億1,640万kWであり、電源別の内訳では火力が1億4,840万kW(68.6%)、水力が4,530万kW(20.9%)、原子力が2,270kW(10.5%)を占めている。そのうちEESホールディングの設備容量は1億5,660万kWで全体の72.3%を占めている。2003年に運用開始した主要設備としては、ブレヤ水力発電所(極東連邦管区アムール州、370MW)、ニジネヴァルトフスク火力発電所2号機(ウラル連邦管区ハンティ・マンシ自治管区、800MW)が挙げられる。

表 1.3.2 ロシア電源別発電設備容量

(単位：100万kW)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
火力 (EES ^(a))	149.7	149.7 (…)	149.2 (122.3)	149.0 (121.9)	148.3 (122.0)	148.3 (122.4)	146.8 (121.3)	147.9 (122.0)	147.4 (121.0)	148.4 (121.9)
水力 (EES)	43.4	44.0 (…)	44.0 (32.4)	43.9 (33.4)	44.1 (33.6)	44.3 (33.8)	44.3 (33.8)	44.7 (34.2)	44.8 (34.3)	45.3 (34.7)
原子力	20.2	21.3	21.3	21.3	21.7	21.7	21.7	22.7	22.7	22.7
合計 (EES)	213.3	215.0 (…)	214.5 (154.7)	214.2 (155.3)	214.1 (155.6)	214.3 (156.2)	212.8 (155.1)	215.3 (156.2)	214.9 (155.3)	216.4 (156.6)

[出典]RAO UES Annual Report

[注] (a)EES ホールディング内の発電設備容量の再掲

また電源別の設備利用率は次表に示すとおりであり、火力、水力の利用率の低さが見取れる。これは、ロシアの電源設備が依然、設備の老朽という問題を抱えていることを示しており、特に、現在、発電電力量の約 7 割を占め、今後も電気事業の根幹として捉えられている火力発電にとって老朽発電所のリハビリ、高効率設備の新設といった課題が急務であることが分かる。また、この背景には送変電設備の容量ネックにより、発電設備の利用に制約がかかっているという系統運用面の問題があることも否めない。

表 1.3.3 ロシア電源別設備利用率

(単位：%)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
火力 (EES ^(a))	60.8	44.5 (…)	44.6 (47.7)	43.4 (46.3)	43.3 (45.9)	43.3 (45.6)	45.3 (47.5)	44.6 (46.9)	45.4 (47.5)	46.7 (48.8)
水力 (EES)	43.9	45.9 (…)	40.2 (36.3)	41.1 (39.0)	41.2 (38.1)	41.5 (38.2)	42.5 (39.9)	44.9 (42.1)	41.8 (37.6)	39.8 (37.8)
原子力	66.7	53.3	58.4	58.4	55.2	64.2	68.9	68.9	70.9	75.9
合計 (EES)	57.9	45.7 (…)	45.1 (45.4)	44.4 (44.7)	44.1 (44.3)	45.1 (44.0)	47.1 (45.9)	47.2 (45.8)	47.3 (45.4)	48.3 (46.4)

[出典]RAO UES Annual Report

[注] (a)EES ホールディング内の発電設備の再掲

主要電源である火力発電について、もう少し詳しく分析してみると、発電用燃料ではガス燃料が68%と圧倒的に高い。(表1.3.4)

燃料消費率は、燃料消費率の算定方法が変更された1996年以降、減少する傾向にあり、2002年も337石炭換算g/kWhで前年実績を下回った。(表1.3.5)これに伴い、熱効率も漸次改善されている。これは、低効率発電設備の更新が着々と進められている表れである。

表 1.3.4 火力発電所の消費燃料構成

(単位：%)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
ガス	58.9	61.4	64.4	67.2	68.1	68.2
石油	12.2	10.6	5.1	4.6	4.3	4.1
石炭			30.1	27.9	27.2	27.1
その他	28.9	28.0	0.4	0.3	0.4	0.6

[出典]「電気技術者」2001年3号、RAO UES Annual Report

[注]1990,1995年は石炭・その他燃料の合算

表 1.3.5 一般供給用火力発電所(a)の燃料消費率と熱効率の推移

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
燃料消費率 ^(b) (g ^(c) /kWh)	312	312	345	343	343	341	341	338	337
熱効率(% ^(b))	39.4	39.4	35.6	35.8	35.8	36.0	36.0	36.3	36.5

[出典]ロシア統計年鑑

[注](a)熱併給発電所を含む。

(b)1996年より算定方法が変更されたため、前後で数値は連続せず。

(c)石炭換算(7,000kcal/kg)

(2) 消費

消費電力量の2002年実績は7,727億kWhであった。1998年に底を打ってからは、1999年に対前年比2.8%増、2000年に3.6%増と順調に伸びていたが、2001年は1.0%増、2002年は0.4%増と伸びがやや鈍化している。

鋳工業部門の消費電力量は2002年に4,625億kWhで全体の59.9%を占めた。同部門のシェアは1990年の63.2%から1995年に57.2%まで低下するが、経済情勢が好転するに従い徐々に上昇し、現在約6割まで持ち直している。実際、消費電力量の推移は、大きなシェアを占める鋳工業部門の動向に左右されている。

一方、「その他」部門は経済の低迷期を通じて伸びつづけている。「その他」部門の大半は公用・家庭用が占めている。最新 2002 年データは不明であるが、1990～1995 年に消費電力量が 4.0%増加し、シェアも 14.6%から 19.9%に上昇、1998 年には対前年比 4.3%増を記録し、シェアも 22.3%まで上昇した。その後も同部門の消費電力量は増加の一途を辿り、1999 年に 2.7%増、200 年に 3.6%増、2001 年に 2.3%増で、シェアもほぼ 22%を保っており、これから、経済の好調を背景に一般需要が着実に伸び、鉱工業部門とともに需要の押し上げ要因となっていることが分かる。

表 1.3.6 部門別消費電力量

(単位：10 億 kWh)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
鉱工業	625.9	440.2	424.9	421.4	412.0	430.3	455.9	462.8	462.5
建設	18.8	12.4	11.2	10.3	9.1	9.0	10.0	9.9	...
農業	96.4	88.6	85.9	78.1	75.0	72.0	68.1	63.0	60.1
運輸	103.8	65.2	64.9	63.5	60.0	60.6	60.9	63.1	67.8
その他	144.7	150.5	156.3	156.7	159.8	164.0	167.2	171.1	...
計	989.6	756.9	743.2	730.0	715.9	735.9	762.1	769.9	772.7

[出典]ロシア工業統計、ロシア統計年鑑

1.3.5 スルグートの電気事業

(1) チュメニエネルギーの概要

スルグートは、地方電力のひとつであるチュメニエネルギーの供給範囲である。

チュメニエネルギーは、旧ソ連時代のスベルドロフエネルギーが前身であり、1979 年 3 月 3 日に制定されたエネルギー省令第 60 号により創設され、1980 年 1 月 1 日に完全独立した。

チュメニエネルギーは総従業員数 1 万 8,000 人、7 発電所、2 熱供給会社、12 送配電会社で構成され、供給エリアは 100 万平方 km を超え、2004 年 4 月現在の総発電設備容量は 11,221MW、送配電線巨長は 58,937km に及ぶ。また、総発電電力量はここ数年地方電力の中でも急速に増加しており、2003 年度実績はニジネヴァルトフスク火力発電所 2 号機増設も後押しし、前年比 7.7%増の 683 億 kWh となった。

表 1.3.7 チュメニエネルギーの過去 5 年間の総発電電力量推移

(100 万 kWh)

年度	1999	2000	2001	2002	2003
発電電力量	63,462.6	61,871.6	59,597.5	63,441.0	68,314.6

[出典]RAO UES Annual Report

チュメニ州の電力系統開発は中央オビ地区における石油開発に密接に関わっており、1970年代は北部の電力系統開発が行われ、シャイムおよびスルグートの最初の石油ガス田への集中電力供給システムの建設はチュメニ電力システムの将来の核となった。

最初の大容量電源はチュメニ火力発電所であり、タービン発電機は1960年に運開した。このユニットの運用はチュメニ地区の集中電力供給システムの基盤となった。それ以来、新たな電源、変電所、送電網がスルグート、ニジネヴァルトフスク、ニアガン、ノブイウレンゴイそしてトボルスクに活発に建設されてきた。現在、チュメニエネルギー管内の7発電所はすべて火力発電所である。(表1.3.8、図1.3.4)

表 1.3.8 チュメニエネルギー発電所一覧

発電所名	設備容量 (MW)	熱供給容量 (Gcal/h)	使用燃料
スルグート第一	3,280	958	重油
スルグート第二	4,800	840	重油
チュメニ第一	420	1,463	天然ガス
チュメニ第二	755	1,320	天然ガス
ニジネヴァルトフスク	1,600	618	天然ガス
ウレンゴイ	24	410	天然ガス
トボルスク	452	2,600	天然ガス

[出典]チュメニエネルギーホームページ

チュメニエネルギーの主な顧客は、チュメニ州に位置する石油ガス生産会社、市政府機関、農業機関、その他様々な産業である。電力網は余剰エネルギーを近隣地域に販売できる十分余裕のあるネットワークとなっており、ウラルおよびロシア連邦全体の市場にエネルギー供給している。供給先によってエネルギーの形態が違う。例えば北部へは石油を送ろうとしても凍結してしまうため、電力を送電しており、このための電力系統が整備されている。南部へは石油の状態ですべて送電しており、このための設備(コンプレッサー、ポンプ類)に多くの電力が必要である。

東方(極東方面)へは、旧ソ連時代にはカザフスタンを通して電力が連系されていたが、ソ連解体に伴いカザフスタンが独立し、スルグートから極東への系統が切り離された。現在、チュメニの300km東にあるイシムに現在変電所が建設されており、これが運開すればスルグートから極東への送電が可能となる。

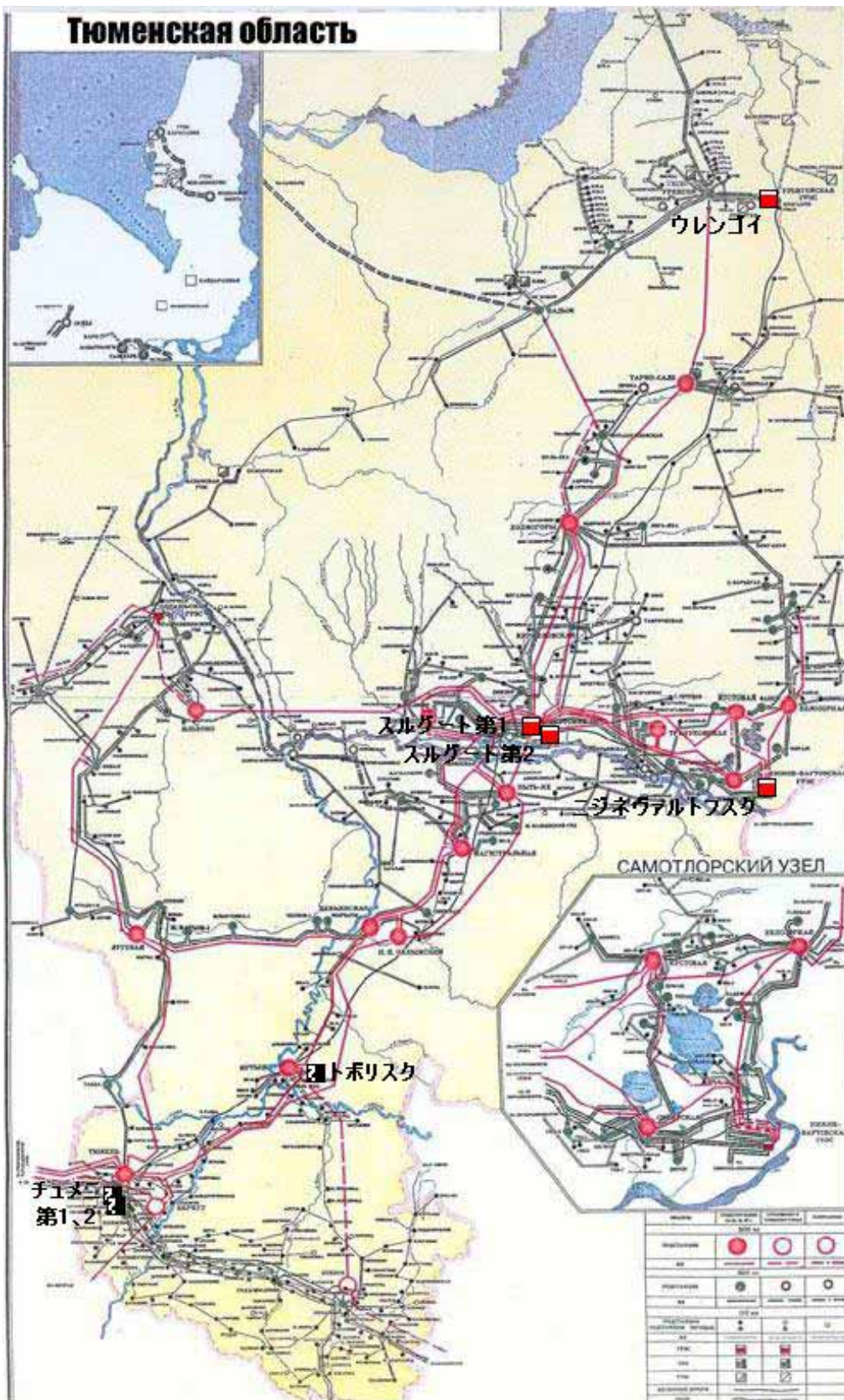


図 1.3.4 チュメニエネルギー管内電力系統図

スルグート火力のうち最も古いユニットは建設後 30 年を経過しており、アメリカ企業の提案で、リハビリを検討中である。検討段階では、ガスコンバインドサイクルユニットへのリプレースも検討されたが、ガス会社との交渉が難航し、コンバインド化の話はなくなったようである。リハビリ内容としては、従来型の蒸気タービンプラントを踏襲し、最新のボイラ導入、制御システムの更新が計画されている。

また、チュメニエネルギーにおける電力再編の動きとしては、チュメニエネルギーが保有する 4 つの発電所（ニジネヴァルトフスク、ウレンゴイ、スルグート第一、第二火力発電所）がそれぞれ卸発電会社（WGC）に分離され、更に 3 つの発電所（チュメニ第一、第二、トボリスク火力発電所）がチュメニ熱供給ネットワークと同様に、熱エネルギー生産会社（HGC）内に組織化される。WGC と HGC は、その設立および創業段階ではウラル電力管理会社に経営を任されることとなっている。

(2) 電気料金

ロシアの電気料金は、サービス料金をも含めて、卸料金と小売料金に大別される。

卸料金は連邦エネルギー委員会に規制され、小売料金は地方エネルギー委員会に規制されている。チュメニエネルギー管内の電力料金はチュメニ地方エネルギー委員会が規制している。以下チュメニエネルギーの小売料金について述べる。

料金区分は電圧階級（高圧[110kV 以上]、中圧 [35kV]、中圧 [20-1kV]、低圧[0.4kV 以下]）と需要家種別（ 接続容量が 20MW 以上で年間稼働 7,500 時間以上の需要家、 官公需要家、 一般需要家、 その他需要家、 発電所からの直接供給需要家、 農業）で決まっている。さらに 、 、 、 については容量料金及び電力量料金からなる 2 部制料金メニューが用意されており、それ以外はすべて電力量料金のみ 1 部制料金である。（表 1.3.9）

ロシアの電気料金の問題点として、統制価格水準が低すぎるため、収益率が極めて低いという点が挙げられる。前述のようにロシアの電力設備は老朽化という問題を抱え、深刻な電力不足を防止するための原資を集めるために、電気料金の引き上げは避けては通れないとの見解が電力上層部の共通の認識である。

また、需要家種別間の料金格差、とりわけ工業用料金に一般需要家料金の負担を肩代わりさせる状況が続いてきた。こうした内部補助の問題は、1997 年 4 月の「自然独占分野の構造改革の基本規定」の中で改革の課題の一つとして指摘され、料金規制の中で段階的に解消すべく具体的なスケジュールを決めて取り組まれ、都市部から改善されつつあるが、チュメニエネルギーにおいては依然、工業用以外需要家への優遇措置が残されている。

表 1.3.9 チュメニエネルギー電力料金表 (2004.4.1 現在)

	需要家種別	電力料金 [容量料金ル・ブル/kW, 電力量料金ル・ブル/1,000kWh] ^(a)				
		電圧階級区分 なし	電圧階級区分			
			高圧 110kV 以上	中圧 35kV	中圧 20-1kV	低圧 0.4kV 以下
1	接続容量 20MW 以上で年間稼動 7,500 時間以上需要家					
1.1	1 部料金		817	999	1,002	1,346
1.2	2 部料金 容量料金 電力量料金		271 387	285 509	286 510	305 594
2	官公需要家					
2.1	1 部料金		703	847	849	878
2.2	2 部料金 容量料金 電力量料金		203 301	225 397	226 398	247 509
3	一般需要家 ^(b)					
3.1	電気調理器使用	520				
3.2	ガス調理器使用	740				
4	その他需要家 ^(c)					
	1 部料金		822	1,033	1,035	1,126
	2 部料金 容量料金 電力量料金		271 387	285 509	286 510	305 594
5	発電所からの直接供給需要家					
	1 部料金	742				
	2 部料金 容量料金 電力量料金	254 153				
6	農業	684				

[出典] チュメニ地方エネルギー委員会ホームページ

[注] (a) 一般需要家のみ VAT 含む単価

(b) 住宅, 園芸, ガレージ, 教会等宗教施設含む

(c) 鉄道, 非工業, 街燈含む

1.4 熱供給事業

1.4.1 ロシアの熱供給事業

ロシアは言わずと知れた寒い国であり、多くの地域が年間を通じて「白い冬」そして「緑の冬」と呼ばれる寒冷な季節を経験し、この国には熱供給事業は切っては離せない産業となっている。中には毎年 9～10 ヶ月の間 12,000 日以上の熱を必要とする期間があるにもかかわらず、3,000 日しか供給ができていない自治体もある。(表 1.4.1)

ロシアの熱供給事業は、少なくとも 50,000 の地域市場に分けられ、全体売上では、300 億米ドルの市場を形成しており、主要な産業となっている。(表 1.4.2)

また、同国の熱供給事業は発電所の排熱利用が積極的に進められており、主要電源である火力発電所の近隣には必ず熱供給ネットワークが存在すること、さらには他国には稀な原子力発電所による地域熱供給が行われていることが特徴として挙げられる。

表 1.4.1 ロシアの各地域における年平均気温、熱供給期間、人口一人当たりの熱消費

地域	年間平均気温	熱供給期間 Hour	人口一人当たりの 年間最大熱消費 kW	人口一人当たりの 熱消費量 MWh
東シベリアおよび 極東地域	- 45	6,500	3.00	9.4
北ヨーロッパ および西部地域	- 35	5,550	2.82	8.2
中央ロシアおよび 南東部地域	- 25	5,000	2.52	7.0
南ヨーロッパ地域	- 15	4,000	2.28	5.8
黒海沿岸	- 5	2,500	1.85	4.3

[出典]District Energy ホームページ

表 1.4.2 ロシアの地域熱供給事業の各指標（2004 年現在）

項目	単位	
熱供給発電所		485
内 RAO-EES コジェネ	ユニット	242
大型ボイラ	ユニット	190,000 以上
個人熱供給所およびボイラ	ユニット	600,000 以上
熱供給網	km	183,300
燃料効率	%	73.9
燃料使用量	100 万石油換算 t	462
平均熱供給料金	\$ /Gcal	14
熱供給料金範囲	\$ /Gcal	8-300
熱供給売上	10 億 \$	30.0

[出典]District Heating Capacity and Demand in Russia:Policy Approaches for Improvement

次に、需給バランスを見ると、公益事業者のコジェネレーションシステムによる供給量が 66%を占めており、残りをボイラで供給する構成となっている。全供給源平均の損失率は 20%であり、住宅用建物と公共施設が損失全体の 68%を占めている。これらの建物の熱消費量合計は産業分野よりも多い。産業分野の熱消費はコジェネレーションシステムで賄われ、住民や商店といった需要家はその 3 分の 1 が個人所有のボイラやヒーターで供給を行っていることが分かる。(表 1.4.3)

また、熱供給事業の抱える問題点として、熱需要想定が甘く、地域熱供給システムが過度に密集(全体の 70%)し供給ロスが多い、設備維持費が高く(コスト全体の約 75%)、毎年 5~8%の供給パイプ更新が必要なところ実際は 2%しか更新されていないため、断熱の悪化によりロス増加するとともに、故障発生頻度が増加する(0.6~4 回/km/年)といった事象が挙げられる。

表 1.4.3 ロシアにおける熱需給バランス (2001 年)

(100 万 Gcal)

	公益事業者	産業および 自治体所有 ボイラー	個人所有 ボイラー	計
生産	1515.7	613.2	170.7	2299.6
コジェネ	680.0			
RAO-EES	494.0			
産業コジェネ	176.0			
自己消費	52.7	21.2		73.9
ネットワークへの 販売量	1463.0	592.0	170.7	2225.7
熱損失	284.7	157.0	0.0	441.7
産業	74.0	17.0		91.0
農業	8.8	3.6		12.3
住宅建物	61.4	86.0		147.4
公共施設	105.3	48.4		153.7
その他	35.1	2.1		37.2
損失率	19%	27%		20%
熱消費	1178.3	435.0	170.7	1783.9
産業	599.0	96.4		695.4
農業	49.7	20.2		70.0
住宅建物	143.4	200.6	170.7	514.6
公共施設	245.8	112.8		358.6
その他	140.5	4.9		145.4

[出典]District Heating Capacity and Demand in Russia:Policy Approaches for Improvement

1.4.2 スルゲートの熱供給事業

(1) 概要

スルゲートは年間平均気温 - 3.1 で、熱供給期間は年間 250 日間に及ぶ。スルゲートの熱供給の主体と成るのはスルゲート火力発電所からの熱供給である。

表 1.4.4 スルゲートの主要熱供給プラントの位置と容量

プラント名	位置	容量 (Gcal/h)
スルゲート第 1 火力発電所	東部産業地区	350.0
スルゲート第 2 火力発電所	-/-	420.0
PKTS	-/-	350.0
2 ボイラプラント	ネフツヤニコフ通り	96.6
3 ボイラプラント	メイ通り	92.3
5 ボイラプラント	ドロズニー町	17.1
6 ボイラプラント	ザヤチー島	10.2
7 ボイラプラント	産業通り	10.9
9 ボイラプラント	北部産業地区	7.3
12 ボイラプラント	第 9 産業地区	1.8
13 ボイラプラント	ゼレスノドロズニコフ区	22.6
14 ボイラプラント	ゼレスノドロズニコフ区	93.0
ボイラプラント	ドロズニー町	2.0
総 熱 容 量		1471.0

[出典] スルゲート環境状況調査報告 1993-2002

熱供給は 101 ヲ所の熱供給所で行われており、その容量は 1.3Gcal/h(第 91 供給所,スルゲート第 4 区) から 25Gcal/h (第 26 供給所, № 11-a 地区) の範囲にわたる。容量の違いは、1980 年代に大型のパネル住宅が建築された当時、単一のインフラが整備されなかったことに起因している。

ハンティ・マンシ自治管区では、自治体の熱供給設備の効率改善に約 1%の予算を割り当てており、スルゲートにおいても、高効率な熱交換器への更新、ストップバルブの交換、新しい腐食防止技術の導入といった市による本格的な熱供給所改修が始まっており、現在は 60 ヲ所以上の熱供給所の全面改修が計画されている。熱消費最小化計画によって熱発生

量が減らされ、主要な熱供給元であるスルグート第 2 火力発電所のおかげで市営ボイラプラントの減少が可能となり、稼働の必要がなくなったボイラはそのまま維持されている。

また、ボイラ供給所はスポット負荷に供給を行っている。主な使用燃料は天然ガスと石油ガス関連であり、残渣燃料油が予備燃料として使われている。

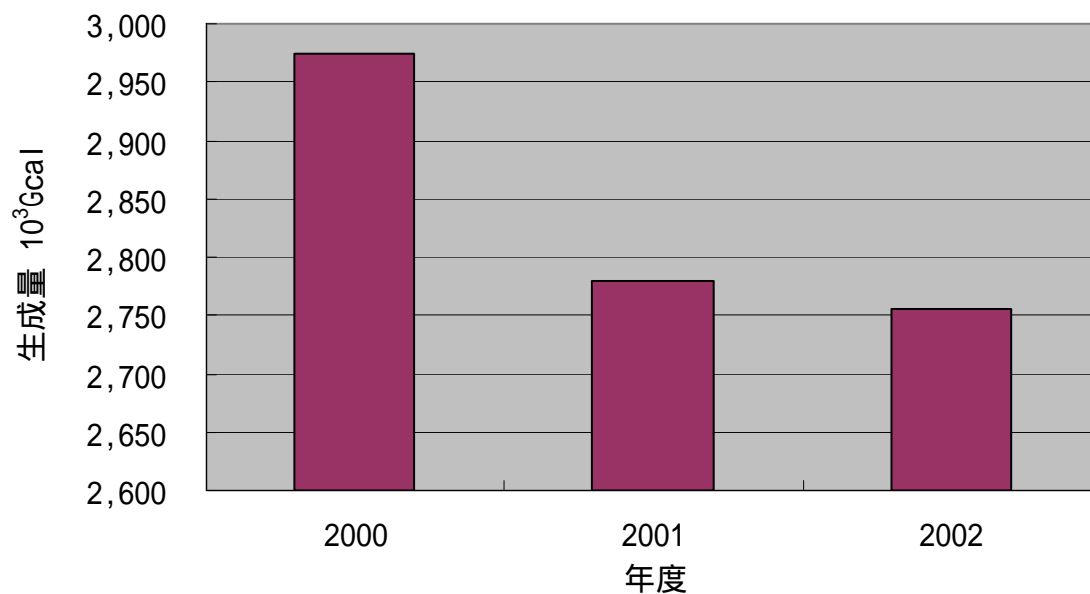


図 1.4.1 スルグートにおける 2000 年～2002 年までの熱生産量

[出典]スルグート環境状況調査報告 1993-2002

(2) 熱供給料金

熱供給料金についても電気料金と同様に、地方エネルギー委員会の規制を受けている。

料金区分は供給を受ける火力発電所の区別と需要家種別（発電所熱回収器からの温水供給、官公需要家[温水供給]、その他需要家[温水供給]、蒸気供給需要家）で決まる。さらに、については蒸気圧別の料金メニューが用意されている。

表 1.4.5 チュメニエネルギーの熱供給料金

	需要家種別		熱供給料金 [ル/ブ/ル/Gcal]				
			チュメニ	トボリスク	スルグート	ニジネヴァ ルトフスク	ウレンゴイ
1	温 水 供 給	発電所熱回収器 からの供給	117.0	115.90	105.70	197.70	534.80
2		官公需要家	154.00	-	170.40	280.80	624.20
3		その他需要家	154.00	-	170.40	280.80	624.20
4	蒸気供給需要家						
4.1	低圧タービン蒸気						
	1.2-2.5kg/cm ²		112.40	115.90	105.70	-	534.80
	2.5-7.0kg/cm ²		125.40	124.90	123.60	-	547.60
	7.0-13 kg/cm ²		131.10	128.90	131.60	-	553.40
	>13kg/cm ²		141.60	136.20	145.90	-	563.60
4.2	高圧タービン蒸気		151.20	142.80	159.30	-	574.20

[出典]チュメニ地方エネルギー委員会ホームページ

1.5 ロシアの京都議定書批准および JI 実施への取組状況

1.5.1 ロシアの GHG 排出の現状

ロシアは米国、中国に次いで世界第3位の温室効果ガス（Green House Gas：以下「GHG」という）排出国である。ロシアの排出量はソ連崩壊後の経済活動の低迷が原因で減少しており、1999年時点で京都議定書の基準年である1990年比マイナス38.5%となっている。

ロシアの排出動向は、エネルギー部門の動向と密接な関係にあり、GHG排出の90%、CO₂排出の85%はエネルギー起源であるが、同国の第一約束期間2008年～2012年における削減目標は0%であることもあり、どちらのシナリオにおいても排出枠に大幅な余裕（いわゆるホットエアー）が生まれるのは確実である。

表 1.5.1 ロシアのGHG排出量推移（千トンCO₂換算）

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
CO ₂	2,362,000	2,180,000	2,010,000	1,840,000	1,660,000	1,589,000	1,495,000	1,529,000	1,505,000	1,509,000
CH ₄	550,000	509,000	482,000	446,000	411,000	393,000	388,000	302,000	309,000	290,000
N ₂ O	98,000	83,000	77,000	66,000	48,000	43,000	41,000	43,000	35,000	35,000
HFC _s	9,700	9,800	9,800	9,800	7,000	7,600	5,900	9,449	9,458	9,466
PFC _s	30,000	29,700	29,700	29,700	28,000	30,600	30,200	30,487	31,411	32,982
SF ₆	16	16	16
合計	3,049,700	2,811,500	2,608,500	2,391,500	2,154,000	2,063,200	1,960,100	1,913,952	1,889,885	1,876,464

出典：「UNFCCC ホームページ GHG Database」

上表の1999年の数値を円グラフ化したものを右図に示す。これによると、ロシアが排出しているGHGのうち、CO₂が80%と最も多いが、その次に多いのはメタンガス（CH₄）であり、その割合は15%となっている。更に、そのうちの90%以上が廃棄物からのランドフィルガス（Landfill Gas：以下「LFG」という）由来のものであることが分かっている。

従って、廃棄物処分場から発生するLFGの抑制につながるプロジェクトは、ロシア国内のGHG排出削減に大きな効果をもたらすと考えられる。

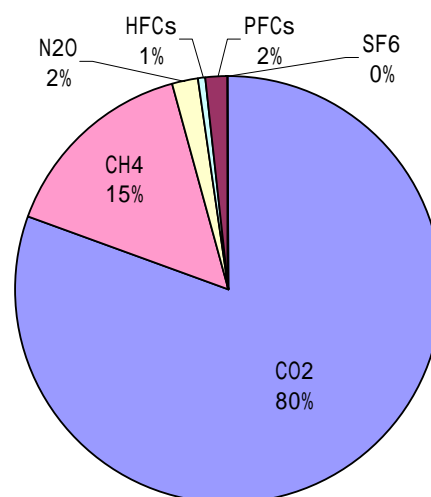


図 1.5.1 ロシアの GHG 排出内訳（千トン CO₂換算）

1.5.2 ロシアの京都議定書批准動向

ロシアにとって京都議定書は1997年の国連気候変動枠組条約第3回締結国会議（COP3）時点から、環境問題よりは政治的、経済的側面が強く、交渉でいかに有利な条件を勝ち取るかという外交問題であった。

排出権最大の購入国と見込まれていた米国が早くから京都議定書不参加を表明し、議定書発効のキャスティングボートはロシアが握っていたが、米国の離脱により排出権市場自体の魅力が低下し、ロシア国内のインセンティブが働かない状況が長く続いた。実際、本FS調査を開始した当時、ロシア中央省庁から得た議定書批准動向に関する情報も、批准に伴うロシア経済への影響を分析中であり、批准動向は明確でないという全く見通しの立たないものであった。その背景には、ロシア国内での京都議定書批准に対する見解が真二つに分かれていたことがある。

プーチン大統領は、二期目の政権運営にあたり、「強い国家」をスローガンにGDP倍増計画と国益追求の外交を推進する意向を表明してきた。ロシアが議定書に加わる経済的効果を評価する副首相アレクサンドル・ジューコフ氏の提案に対し、大統領経済顧問アンドレイ・イラリオノフ氏は1兆ドルという具体的損害額を挙げ反論した。つまり、大統領の掲げるGDP倍増計画のためには議定書で定めた排出枠を破らざるを得ず、引いては議定書批准がロシアの経済発展の足かせにしかなり得ないという論理である。彼の立場を産業エネルギー相ヴィクトル・フリステンコ氏とロシア科学アカデミー気候変動・環境研究所所長ユーリ・イズラエリ氏が後押しする形で、批准に向けての取り組みは失速した。

このような動きを一変させたのは、米国離脱後、議定書発行のリーダーシップをとってきたEUの働きかけに他ならない。ロシアの望むWTO加盟交渉の中で、ロシア産天然ガスの価格問題をはじめ、EU側はロシア側の主張の大半を大幅に譲歩し、代償としてEU側がかねてから強く求めていた議定書批准を条件提示し、EU側の要求に応える形で議定書批准への動きが一気に加速したと見られている。ロシアがWTO早期加盟を望む理由は、輸入関税率引き下げによる特定業種や地域経済への影響、競争激化による国内企業の体質強化、輸出を上回る輸入規模の拡大、ロシア製品に対するアンチダンピング措置の影響の緩和などが考えられ、いずれにせよ議定書批准が国益に与える影響に対して疑問を残しながら、WTO加盟という選択肢が対外経済政策のなかで最優先課題であるという政治的決断がなされ、議定書批准に踏み切ることとなった。

以上のような経緯を経て、ロシア政府は京都議定書批准法案を2004年9月30日に閣議決定し議会に提出、同11月22日に下院、11月27日に上院で可決され、最終的に大統領の署名を得て正式にロシア法となった。

その後、ロシアからの批准文書が国連事務総長に送付され、京都議定書は、1997年の地球温暖化防止会議で採択されてから実に7年の歳月を経て、2005年2月16日に発効の運びとなった。

1.5.3 ロシアの京都批准への道のり⁴

ここでは参考までに、ロシアの最近 1 年間における京都議定書批准までの道のりについて紹介する。

<以下最新情報順>

2004.11.18：京都議定書：あと 90 日、カウントダウン開始

京都議定書は、2005 年 2 月 16 日に発効する見通しとなった。これにより、参加 128 国は法的に拘束されることとなる。本日、ロシア連邦の批准文書を国連事務総長が受領したことにより、同議定書の発効まで 90 日のカウントダウンが始まった。

2004.11.05：ロシアでの JI、トリプル C と格付け

ロシアは、共同実施（JI）および排出権取引の前途となるかもしれないが、同国が最も魅力的な JI ホスト国の中にランクされるには、多くの作業が残っている。

2004.11.05：プーチン、京都議定書に署名

ロシアのウラジミール・プーチン大統領は、ロシアの京都議定書批准を確認する法案に署名した、ということがロシア政府から金曜日午前、明らかにされた。

2004.10.28：ロシア当局、排出権の売却で透明性の確保を述べる

京都議定書枠内でのロシアの割当の売却は、可能な限り透明性を確保する必要があると、経済開発および貿易省の当局者が述べた。

2004.10.27：ロシア連邦上院、京都議定書を批准

ロシアの上院は水曜日、京都議定書を批准し、国連に提出する前に必要となる最終承認印のためにウラジミール・プーチン大統領にそれを送付した。

2004.10.22：ロシア下院、京都議定書承認

ロシア議会の下院「Duma」は、京都議定書の批准を承認した。

2004.10.07：プーチン、京都法案を下院に送る

ウラジミール・プーチン大統領は本日、承認を求め京都議定書批准法案をロシア議会に送付した。国連の地球温暖化条約が実現に近づいている。

⁴ 出典：PointCarbonホームページより抜粋（<http://www.pointcarbon.com>）

2004.10.06：ロシア・フラトコフ首相、京都法案に署名

ロシアのミハイル・フラトコフ首相は、水曜日、気候変動に関する京都議定書を公式に承認し、そして、批准に向けて議会に提出することとなるウラジミール・プーチン大統領宛てにそれを送付するという政府令に署名した。

2004.09.30：ロシア、京都に踏み切る

ロシア政府は本日、下院議会（Duma）が京都議定書を批准する法案を提出することに合意した。

2004.09.30：ロシア、京都批准により 100 億米ドルの収入へ

ロシアは京都議定書を批准する予定であるというロシア政府からの本日の発表を受けて、ポイントカーボン社による分析では、ロシアは販売計画の策定と世界的な排出権取引市場に向け販売する割当量の供給を制限することにより、最大 100 億米ドルを獲得しうると示している。

2004.09.29：イラリオノフ：ロシアは京都を批准する予定

ロシアの最も激しい京都議定書反対者であるアンドレイ・イラリオノフは、火曜日、ロシアは京都議定書を批准するかどうかと尋ねられ、「そう思う」と簡単に答えた。ロシアは「欧州連合に対する意思表示として」批准する、と彼は語った。しかしながら、この批准によりいくつかの支援獲得（テロに関する新たな国連決議、プーチンの個人権力の強化、ロシアの WTO 加盟など）を狙っている、という点については否定した。

2004.09.29：ロシア内閣、京都批准を議論へ

ロシア内閣報道局によれば、同内閣は、その他問題と共に、京都議定書批准の見通しとこの発効に向けた法案を議論するため、木曜日に会議を招集する予定である、とのこと。

2004.09.28：ロシア経済相、京都支持

ロシア政府筋によれば、同国ゲルマン・グレフ経済相は、ロシアの承認がしだいに近づいている兆候の中で京都議定書を公式に支持したが、実際に承認を進めるにあたっては同国にはまだ大変な作業を要すると語っている、とのこと。

2004.09.24：ロシア天然資源省、批准文書に署名

ロシア天然資源省は、京都議定書批准文書に関するプーチン大統領の一括法案に署名した。仮に、もしくは全ての省庁がそれに署名した場合、批准手続きが議会にかけられるには、プーチンの署名が必要となるだけである。

2004.09.10：ロシア、依然京都批准の意図：ロ外相ラヴロフ

ロシア政府は、ロシアの京都議定書に関して正式な報告をプーチン大統領に対して行うことを、12月まで遅らせるよう要求した。

ロシア外相セルゲイ・ラヴロフは木曜日、ロシアは依然京都議定書を承認するつもりである、と主張した。政府が批准に背を向けていることを公式な文書が示しているにもかかわらず、である。

2004.07.09：イラリオノフ、反京都キャンペーン強化

ロシア大統領の経済顧問アンドレイ・イラリオノフは、モスクワでの記者会見で京都議定書を「ロシアに対する宣戦布告なしの戦争」と呼んだが、ロシアが批准する可能性は否定しなかった。

2004.06.17：ロシア、12月に京都議定書批准へ

ロシアは、12月のブエノスアイレスでのUNFCCCサミット期間中に、京都議定書の批准を正式に発表する予定である、とUNEP代表クラウス・トプファーが語った。

2004.06.04：ロシア、おそらく2004年京都批准：国連環境プログラム

ロシアは今年京都議定書を批准しそうであり、地球温暖化防止を目的とし、行き詰っている国連条約を救出するであろう、と国連環境プログラム代表クラウス・テプファーは述べた。

2004.05.25：日本、プーチンの京都スタンス歓迎

日本は、ロシアのウラジーミル・プーチン大統領が金曜日に行った京都議定書に関する発言（この中で大統領は同議定書の支持を表明している）を歓迎した。日本環境省報道官が月曜日発表した。

2004.05.21：ロシアとEU、京都抜きでWTOに同意：報道

報道機関によれば、欧州連合は、ロシアの世界貿易機関への参加努力を支援することに同意した。しかし京都議定書に関する言及はない。

2004.05.21：ロシア、京都批准「する、しない」ゲームを依然満喫中

EU - ロシア・サミットが大いに近づき、ロシアの京都議定書批准見込みに関する矛盾した報告が再び現れ始めた。決定したのは、決定を延期することである。

2004.05.20 : ロシア、京都批准の決定を延期か

ロシアのビクトル・フリスチェンコ・エネルギー産業大臣が、木曜日の政府会議において、ロシアが京都議定書を批准するか否かを決定する期日を 3 ヶ月延期するよう要請するとの情報。

2004.05.18 : ロシア科学アカデミー、京都議定書を拒絶

ロシア科学アカデミーは、本質的に不公平でロシアの利益に沿わないことを理由に、京都議定書をはねつけた。

2004.5.17 : EU、ロシア批准に希望抱く

EU 各国環境大臣は、先週末のアイルランドでの非公式関係閣僚会議で、ロシア WTO 加盟とロシア批准の関連を支持した。

2004.04.19 : ロシア、省庁は京都支持、議会は NO

ロシア国会の重要な委員会が京都議定書を拒絶している一方で、主要な省がその環境条約を支持すると明言しており、ロシア政府と議会は木曜日に衝突することになる見られている。

2004.03.22 : アナン事務総長、ロシアに京都議定書批准を要請

国連コフィ・アナン事務総長は金曜日、京都議定書をまだ批准していない国に対してできる限り速やかに批准することを要請した。金曜日は国連気候変動枠組み条約が発効して 10 年目の記念日だった。

2004.01.29 : EU、ロシア WTO 加盟を京都議定書とリンク

欧州連合高官は、ここ数ヶ月間において、ロシアの京都議定書批准と EU がロシアの世界貿易機関加盟への道を和らげることとのトレードオフがある可能性をほのめかした。

2003.12.11 : ロシア首相、京都議定書準備中と語る

ロシアのミハイル・カシヤノフ首相は水曜日、同国は京都議定書批准の準備をしていると語った。

2003.12.10 : アナン事務総長、ロシアに京都議定書批准を要請

国連コフィ・アナン事務総長は、京都議定書は地球温暖化と戦う何十年にもわたる活動の中での第一歩になるとして、ロシアに同議定書救済を要請した。

1.5.4 ロシア政府および関連組織体制整備状況

ロシアは京都議定書に批准したばかりであり、JI 実施に必要な体制、実施手順、ガイドライン等すべてが未整備である。議定書法案を閣議決定する時点で、批准後に実施しなければならない具体的な作業内容が各省に指示されたとされているが、構造改革の中でどの機関にこういった責任、権限があるか不明確であり、公式には何も決まっていなと見るのが妥当であろう。

しかしながら、議定書批准の検討段階でも経済発展貿易省が積極的に活動を進めており、調査訪問時にも同省のブルズニコフ環境部長自ら、京都メカニズム実施の責任機関になると話しており、ここが重要機関となることは間違いないと考えられる。また、その席上でも日本を含めた外国との JI 実施にむけた取り組みを進めるには、当然のことながら、まずは政府間交渉から始めなければならないという発言があった。

ロシアが JI 実施体制構築を完了するには、他国の例から見て最低でも 2 年程度はかかると見るのが一般的だが、ウクライナが TASIC (Technical Assistance for CIS) の力添えもあり 1 年程度で準備が整う見込みとなっており、ロシアも同様の手順を踏めば 1 年程度で制度構築ができると楽観視する声も聞かれる。

排出権取引を開始するには、ロシア国内の温室効果ガス排出量を適格に把握しなければならないが、これに伴う費用も決して無視できる支出ではない。

ロシアが批准を採決する時点においても、議定書批准の影響を最小限にし、経済成長が批准によって阻害されないような措置を講ずるべきとの見解は消えておらず、この面から排出量モニタリングなどで EU 等の支援を求めて負担を軽減していくのは間違いないであろう。さらには、実際の取引に際しても、一定の収益を保証するような取引を確約するように各国に働きかけることも考えられよう。

一方、ロシアにおける京都議定書に関連する取り組みとして、日本政府も 2004 年 12 月 1 日に削減義務量を補完する切り札として制度化する方針を固めたグリーン投資スキーム (Green Investment Scheme 以下、GIS という) がある。

GIS はロシアが 2000 年に提案した制度で、温室効果ガスの余剰排出枠を有効活用するため、単に排出枠を売買するのではなく、省エネ対策など環境対策に資金が確実に回るよう相手国と合意文書を交わすことで削減効果を確実にする仕組みである。

GIS 構想は、京都メカニズムがロシアにもたらした対外的機会、ロシアの経済発展の必要性と課題、そして EU や日本、カナダ等の大排出国が自国の排出を相殺し、環境に有益な排出量取引システムを構築するための方策を見出す必要性から生まれた。

本構想は、数年間かけて検討されてきた。1999 年、ロシア連邦エネルギー省エネルギー戦略研究所の報告書「京都議定書とロシアのエネルギー」(第 2 編) にて描かれ、1998 年 ~ 1999 年にかけて世界銀行が実施した研究プロジェクト「温室効果ガス排出削減におけるロ

シア連邦国家戦略」(NSS-1)では更に一般的な議論が行なわれた。ある英文学術文献も本提案の文脈と論拠につき説明している。ロシア連邦経済開発貿易省経済分析局は、2001年8月から12月にかけて、世界銀行による調整および資金提供を受けた特別研究においてGISアプローチの諸側面を含むロシア連邦における国際的温室効果ガス排出量取引オプションの学術的評価を実施した。

ロシア政府は排出量売却と排出量削減措置の連結という概念を公式に認め、ハーグで開催されたCOP6にて初めて提示した。ロシア政府は国家政策ステートメントにおいて「更なるGHG排出削減のために、これら(柔軟性)メカニズムの適用から得られた資金の用途を特定する可能性を検討する用意がある」と宣言した。ボンで開催されたCOP6再開会合では、GISの概念はロシア・EUハイレベル会合や「京都議定書：ロシア国会議員の見解」と題した特別イベントのなかで改めて確認された。

GISとJIとの決定的な違いは、京都議定書6条という国際的に承認されている制約を回避でき、JIよりも手続きが簡素である点である。「第2トラックでのJI」の場合には、あるゆるプロジェクトの検証手続きは強制的であり、プロジェクトの費用が上昇する。これは、投資家、特に小規模プロジェクトを計画している投資家の目から見れば全く魅力的ではない。特に排出削減が容易に数値化できるタイプのプロジェクトの場合には、GISを用いれば検証手続きを簡素にすることが可能になる。また、JIでは認められない2008年以前の早期の排出削減分をクレジットとして移転できることも魅力のひとつであり、これによってプロジェクトの経済パフォーマンスは改善され、早期の投資を引き寄せるのに役立つであろう。

さらに、排出量取引に対して優れている点は、排出割当量売却収入の用途を特定することで、その資金が大規模かつ長期の経済および環境への効果をもたらすような投資に回されるという経済的および環境上の追加的便益に寄与できることである。これにより、環境志向的な国家や企業の投資をひきつける可能性が高まる。

GISは、ロシアの排出割当量を効果的に利用することによって、日本の議定書遵守費用を下げることができ、日本にとって相当のメリットをもたらす可能性があると言える。日本とGISを確立することは、ロシアにとっても利益になると考えられる。なぜなら日本の関係者が持っているロシアとのビジネスを行うことのためらいを、GISという制度で拭い去ることができるからである。

また、排出権ビジネスに関わる民間企業の動きとしては、EESが全額出資したエナジー・カーボン・ファシリティー(ECF)が活動を始めており、老朽火力発電所の新規設備への更新や改修を通じてエネルギー利用効率を高めることで、CO₂排出量を大幅に削減しクレジットを獲得する計画である。

第2章 プロジェクト概要

2.1 本プロジェクトの概要

2.1.1 プロジェクトの目的

本プロジェクトの目的は、ロシアの地方都市であるスルグート市の民間企業、CJSC Polygon Ltd.（以下「ポリゴン社」という）が所有・運営する「27th km MSW Landfill」という名称の廃棄物埋立処分場を舞台に、そこから大気中に自然発生・拡散するLFGを回収システムにより効率的に回収し、LFGの主要成分であるメタンガスを燃焼・破壊し、二酸化炭素に変換することにより、温室効果ガス排出削減に寄与するものである。メタンの温暖化係数は二酸化炭素の21倍とされており、メタンを燃焼・破壊することにより、この多大な温室効果を効率的に抑制することが可能である。

加えて、回収されたLFGは、LFG用ガスエンジンコジェネレーションシステム（Cogeneration System：以下「CGS」という）によって燃焼され、電力と熱のエネルギーに変換され、有効利用される。これらのエネルギーは、ポリゴン社の廃棄物処分場に設置されるエネルギー供給システムである「化石燃料を使用するディーゼルエンジン発電機による電力供給」および「化石燃料を使用するボイラによる熱供給」を代替する。即ち、地球温暖化に影響を与えうるベースラインのエネルギー供給システムにおける化石燃料の使用を抑制する効果を併せ持つ。

本プロジェクトには、経済的バリア、技術的バリア等、実施に際して様々なバリア（障壁）が存在するため、現地のポリゴン社が自ら実施していくのは非常に困難と考えられる。しかしながら、これを京都メカニズムの一つである共同実施（Joint Implementation：以下「JI」という）プロジェクトとして日露が共同で実施することにより、これらのバリアをクリアし、本プロジェクトが実施されなかった場合に発生したであろうGHG排出量を削減し、その削減効果を炭素クレジット収益としてプロジェクトに還元することによって、日露双方に利益をもたらすものである。

2.1.2 プロジェクトの概要

本プロジェクトの概要は以下のようにまとめられる。

- ポリゴン社処分場に LFG 回収設備（回収配管、ブロアー、LFG 精製設備、ガスホルダー等）を設置し、処分場に埋め立てられる廃棄物から発生する LFG（主成分メタン）を効率的に回収する。
- 回収された LFG は CGS に供給され、CGS によって燃焼・破壊され、二酸化炭素変換されると共に、電力と熱エネルギーを生み出す。
- 生み出された電力及び熱エネルギーの一部は、LFG 回収設備や CGS などで自己消費されるが、大部分はポリゴン社処分場構内の膨大な電力・熱エネルギー需要のために販売・供給される。
- CGS にて使用しきれない余剰 LFG は、フレア設備によって燃焼処理・破壊される。

本プロジェクトにおける LFG 回収利用システムの概念図を示す。

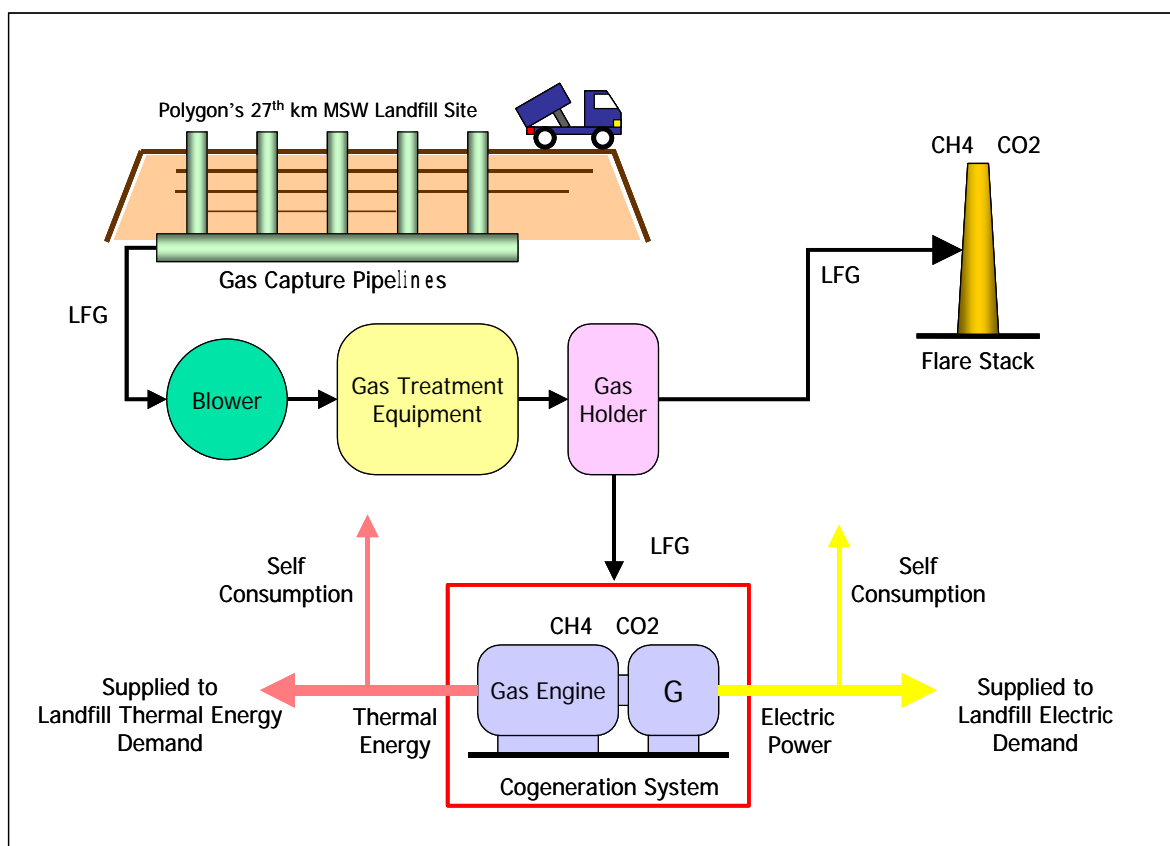


図 2.1.1 LFG 回収システム概念図

2.1.3 持続可能な発展への寄与

また、本プロジェクトを実施することにより、以下のように様々な側面から、ホスト国（ロシア）の持続可能な発展に貢献できると期待できる。

- これまで熱電供給用燃料として認知されていなかった未活用エネルギーである埋立処分場からの LFG を有効利用することにより、ロシアとして化石燃料の使用量削減に貢献する。
- ロシアにおける環境問題は、経済発展とともに大都市圏を中心に徐々に関心が高まりつつあるが、具体的な環境規制や法整備がなされているとは言い難い。また、広大な国土を持つという地理的要因とこれに伴う経済的要因から、廃棄物処理に関しては今後も現状の埋立処分を中心に継続されていくと考えられる。従って、処分場における LFG の発生は今後もロシア国内で増加し続けるであろうと考えられる。このような状況下において、本プロジェクトがロシア国内で LFG 有効利用のモデルプロジェクトとなることにより、更なる普及効果が生まれると想定される。
- これまで大気中に放出してきた LFG を回収利用することにより、処分場から発生し、環境に悪影響を及ぼしていた悪臭や有毒可燃ガスを抑制することができ、処分場周辺の環境を改善する効果が期待できる。
- 本プロジェクト実施によって、廃棄物処理問題をクローズアップすることにより、地域住民の意識に変化が起こり、更には廃棄物を資源として捉える意識が浸透することによって、Reduce・Reuse・Recycle（いわゆる 3R）を基本とした環境負荷の少ない社会の構築に繋がる。
- プロジェクトの建設、運用段階において雇用を生み出し、プロジェクト設備の維持管理運営に伴い周辺企業との取引が増加することによって、周辺地域の経済の活性化に繋がる。
- 本プロジェクトによって LFG のようなバイオマスエネルギーを積極的に有効利用しようとする意識が芽生え、バイオマスエネルギーの利用技術に対する研究開発が進み、ひいてはロシアにおける省エネルギーの推進に寄与できる。

2.2 プロジェクト参画者の概要

本プロジェクトを JI プロジェクトとして実施する際には、日露それぞれにおいて、以下のような組織が考えられる。これらの組織について、その組織概要および主要な役割について説明する。

2.2.1 日本側参画者

(1) 四国電力株式会社

<組織概要>

四国電力株式会社は香川県高松市に本社を置く日本の電力会社であり、主に日本の四国地域に対し電力を供給している。

これまでに海外事業として、カンボジアや中国等主にアジア地域において、太陽光発電やバイオマス発電などの導入実績を有する。本プロジェクトが JI プロジェクトとして実施される場合のメインプレイヤーとなる。

<役割>

プロジェクトの計画・立案、PDD 作成、JI 実施管理、SPC への出資、
モニタリング管理、炭素クレジット取得 等

(2) 清水建設株式会社

<組織概要>

清水建設株式会社は東京都に本社を置く日本を代表する大手建設会社であり、海外での建設工事、コンサルティング実績が豊富である。

廃棄物処分場の LFG 有効利用プロジェクトに関しても調査・実施等の経験を有しており、現在本件とは別に具体的な事業を検討、進行中である。

<役割>

SPC への出資、プロジェクト設備建設に対する助言・指導、
炭素クレジット取得 等

(3) 日本政府

<役割>

本プロジェクトの投資国側承認

2.2.2 ロシア側参画者

(1) ポリゴン社

<組織概要>

ポリゴン社は本プロジェクトが対象としている処分場「27th km MSW Landfill」を所有・運営するロシア側企業であり、親会社であるシベルネフテストロイ社（建設会社）からの資金により設立された処分場を運営するための特別会社であり、その運営管理、技術能力は高く信頼できる。

これまでのところは、普通の一般的な処分場運営会社として企業活動を行ってきており、現時点では処分場に必要な電力と熱エネルギーを、ディーゼルエンジン発電機および化石燃料炊きボイラにより賄う計画である。

一方、ポリゴン社では、高度な排水処理設備や建材リサイクル設備を導入するなど、環境への配慮に対しても重点を置いており、処分場から発生する LFG を回収し有効利用するという、環境改善型の本プロジェクトに対しては非常に関心が高い。また、熱電供給事業という新しいビジネスを伴う本プロジェクトに対して期待も大きい。しかしながら、ロシア政府自体がようやく京都議定書に批准したばかりであり、JI プロジェクトの実施という観点においては、その経験、知見は当然のことながら皆無であり、ポリゴン社としても JI への取組方針は持っていない。従って、日本企業からの支援、指導がなければ、本プロジェクトを JI プロジェクトとして実施する考えはない。また、本プロジェクトに対して日本からの投資が期待できない場合、主に経済的理由から、ポリゴン社自ら本プロジェクトを実施するにはインセンティブが働かない状況である。

逆に、日本企業と共同で本プロジェクトを JI として実施するのであれば、発生する炭素クレジットを日本企業に販売することにより得られる炭素クレジット販売益を運営費用に充当することが可能となり、同時に相応の利益も得ることができるため、前向きな姿勢を示している。

<役割>

プロジェクト実施サイトの提供、プロジェクトの実施、システムの運転保守、モニタリングの実施・報告、SPC への出資

(2) スルゲート政府環境局およびスルゲート市・地区管理局

<役割>

プロジェクトに関する各種許認可、サポート、中央政府との連携

(3) ロシア中央政府（DNA：現在のところ不明）

<役割>

プロジェクトのホスト国側承認、炭素クレジットの実施国側への移転

2.3 プロジェクト実施サイト

2.3.1 スルグートの概要

本プロジェクトの舞台であるスルグートは、北緯 62 度、東経 73 度、モスクワから東へ約 2000km（飛行機で約 3 時間）、ウラル山脈からは東へ約 600km 程度のオビ川沿いに位置する地方工業都市である。



図 2.3.1 ロシア・スルグートのロケーション

スルグート市が属するチュメニ州ハンティ・マンシ自治管区スルグート地区は化石燃料の埋蔵量が豊富であり、それ故に主要産業は石油、天然ガスの産出となっている。この石油ガス産業に加え、スルグートには世界最大の火力発電所であるスルグート第一第二発電所が存在しており、これらの産業のおかげで経済活動が非常に活発となっている。

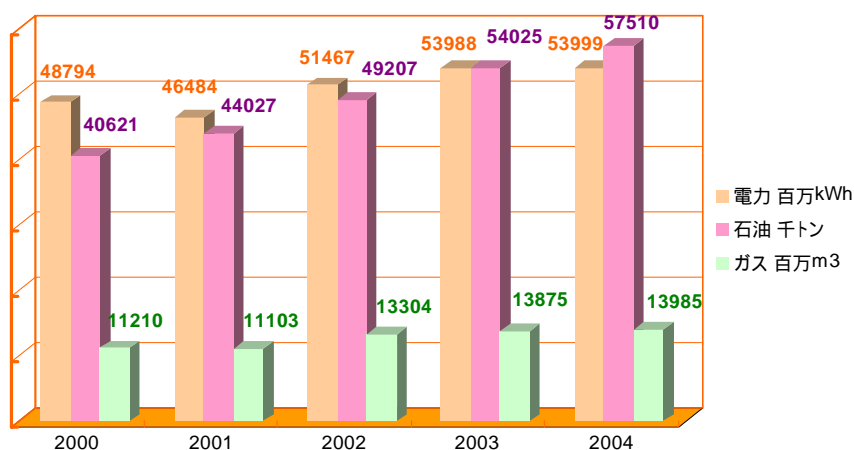


図 2.3.2 スルグートの主要産業における生産量

出典：「スルグート市社会経済発展 2000-2004」

こうした経済の発展に伴って、スルグート市では人口が集中、増加傾向にあり、現在では約 30 万人の人口を抱えるに至っている。これらうち、職業に従事できる人口の多くは、石油、ガス、電力等主要産業に従事しており、その割合は 6 万 5 千人を超える。

表 2.3.1 スルグート市の人口の推移

	単位	2000	2001	2002	2003	2004 (推計)
自然増加	人	1,175	1,198	1,860	2,279	2,250
移民による人口増加	人	517	2,062	2,540	1,466	500
平均人口	千人	278.1	280.6	284.4	288.2	296.0

出典：「スルグート市社会経済発展 2000-2004」

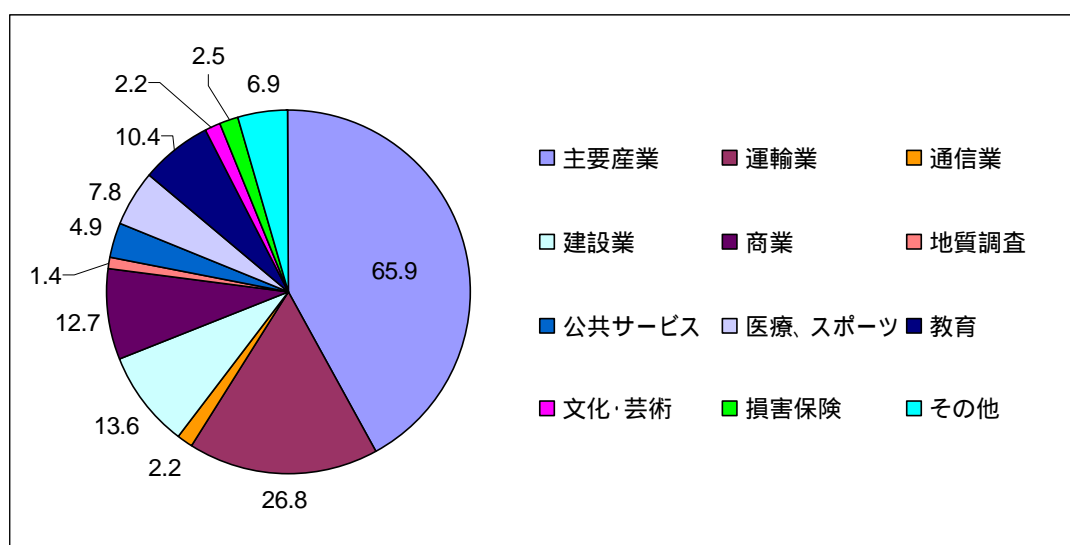


図 2.3.3 スルグート市の職種別労働者割合 (2003 年度)

出典：「スルグート市社会経済発展 2000-2004」

スルグートの気候は大陸性気候であり、冬は非常に厳しく長い。毎年 10 月から 5 月までの約 7 ヶ月間は地表 2m が凍結し、5 月、6 月でゆっくりと溶け始める。一方温暖で快適な夏は非常に短く過ぎ去ってしまう。

1 年を通して気温は急激に変化するが、これは季節に限ったことではなく、1 日の内にも気温変動が大きい。年平均気温はマイナス 3.1 であり、最も寒い 1 月の平均気温はマイナス 22 にまで下がる。最も温暖な 7 月の平均気温は 17 程度である。過去最低気温はマイナス 55、過去最高気温は 34 と記録されている。

毎年最初に気温が零度を下回るのは 9 月初旬であり、それから 6 月初旬までの約 150 日以上もの間、零度を下回る日が続く。8 月下旬には雪が地表を覆いはじめ、地表面から雪がなくなるのは 5 月を過ぎてからになる。

一方、年間平均降雨量は 676mm であるが、そのうち 467mm は 4 月から 8 月までの夏季の記録であり、この結果、相対湿度はおよそ 66%～82%程度と比較的高くなっている。

スルグートでは主に西および南西の風がふき、1 月には北風の勢力が増す。年間平均風速は約 4.9m/sec である。⁵

2.3.2 プロジェクトサイトの位置

本プロジェクトが対象とする廃棄物処分場は、スルグート市の中心部から 27km 離れた場所に建設された「27th km MSW Landfill」という名称の処分場であり、スルグート市外であり、かつスルグート地区の内側に位置する。処分場までのアクセスは比較的状态の良好なネフテユガンスク高速道路により可能である。市街地から離れているため、当該処分場周辺には住宅が存在せず、近隣に石油会社の敷地があるのみである。

この処分場はスルグート市の民間企業であるポリゴン社によって建設され、2004 年 9 月より運用（廃棄物の埋立）を開始したばかりである。

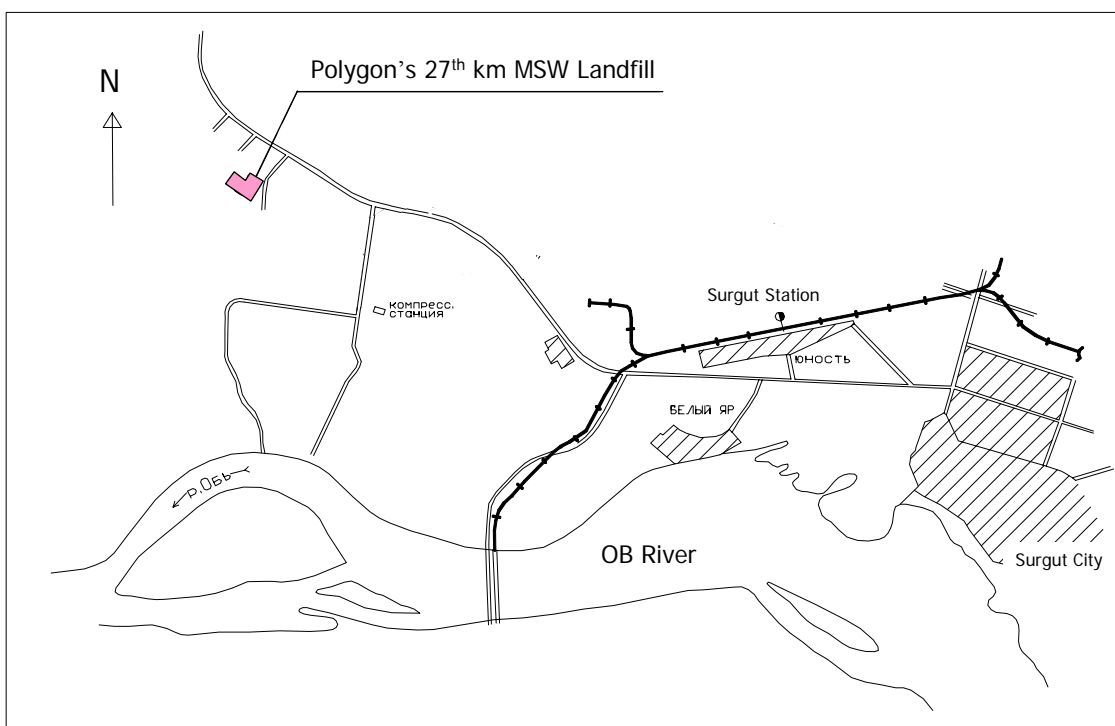


図 2.3.4 スルグート市街地と対象処分場の位置関係

⁵ 出典：“Russian Building Code” 2.01.01-82, 23-01-99, “Surgut Environmental Atlas”

2.3.3 プロジェクトサイトの特徴

本プロジェクトが対象とするこの処分場の総敷地面積は40haあり、そのうち有効埋立面積は27haである。埋立地は全部で6区画に分割されており、更にそれぞれが2~3ブロックに分かれており、搬入される廃棄物は、これらの区画、ブロックに順次計画的に埋め立てられる。スルグート市内の全ての廃棄物を受け入れた場合25年間、市内の廃棄物の70~80%程度を受け入れたとした場合には35年もの間、運用が可能である。

当該処分場にはスルグート市が運営する既存の処分場にはない高度な排水処理設備や建材リサイクル設備が導入される計画であり、環境への影響を最小限に抑えた、ロシアでも他に例を見ない環境配慮型の非常にクリーンな処分場であると言える。

その最大の特徴は、埋め立てられた廃棄物より生ずる大量の浸出液を処理するために設置される高度な排水処理システムであり、これは1次処理系、2次処理系から構成される。

1次処理は3つの処理池(Regulating Pond)で構成されており、処理池の容量は合計で40,000m³に及ぶ。冬期には排水処理量は少なく、10,000m³程度と予測されているが、雨量が多く、雪解け水も加わる4、5月には処理システムは100%稼働となる。嫌気性処理により滞留時間250日間をかけて排水中に含まれる汚染物質を最大80%まで除去できるシステムである。

2次処理システムでは、好気性のハイスピードリアクター(高速反応槽)により1次処理水を循環させるシステムを採用し、ビール醸造工場の廃液処理システムにも採用される高度な処理システムとなっている。この2次処理後には、河川等の処分場系外に放流することが可能な水質レベル(規制値:BOD5mg/L、COD30mg/L)となる。

当該処分場では、その建設に際して、処分場最下層に厚さ10mmのベントナイトをポリエチレン絶縁シートでサンドイッチした遮水層によるカバーが施工されている。これは、厚さ10mの粘土層の遮水性能に匹敵する遮水能力がある。この遮水層の上部に排水管(ファイバー管600mm)を敷設しており、この排水管によって浸出水はそれぞれ最寄りの排水処理池(Regulating Pond)に導入されている。

以上のような排水処理設備に加え、当該処分場には建設廃棄物リサイクルプラント、管理棟、花温室、照明設備などによる膨大な電力と熱エネルギーの需要が想定されているが、スルグート市街地から27km離れた僻地であり、本処分場は電力系統、地域熱供給ネットワークからは切り離されている。従って、処分場のエネルギー需要を賄うために、ポリゴン社ではディーゼルエンジン発電機と化石燃料炊きボイラの設置が計画されており、これらによって膨大な電力と熱のエネルギーを供給することになっている。

ポリゴン社が埋立対象とする廃棄物は、スルグート市およびスルグート地区において発生する一般廃棄物（都市ゴミ）の一部と、スルグート市周辺に存在する多くの企業から排出される廃棄物の一部である。

企業からの廃棄物には、建設廃材等の産業廃棄物の他にスルグート市と同様の一般廃棄物が含まれる。ポリゴン社処分場では、建設廃材等のリサイクル可能な廃棄物はリサイクル処理設備によって粉碎・破砕され、道路建設用の骨材や処分場自体の廃棄物の表面を覆うための覆土材料として有効活用される。残りの廃棄物はスルグート市から搬入される一般廃棄物と組成が同等であり、埋立処分されることになる。2004年9月に運開したばかりであるため、現在の埋立処分契約量はそれほど多くはないが、今後徐々に契約を増加していく予定である。

表 2.3.2 27th km MSW Landfillの基本情報

処分場敷地面積合計	40 ha
処分場有効埋立面積	27 ha
処分場最大埋立高さ	30 m
廃棄物埋立容量	340 万 ton
年間処理能力	11 万 ton/年
処分場運営期間	30 年（2004 年～2034 年）
最大排水量	97 千m ³ /年

写真 2.3.1 処分場全景





图2.3.5 処分場平面图

2.3.4 処分場におけるエネルギー需要

当該処分場におけるエネルギー需要想定にあたり、電力需要については排水処理設備、ポンプ場、廃棄物埋立地、事務所建物、重機械収容・修理場、建材リサイクル設備など、それぞれのエリア毎に設置される設備（表 2.3.3）の設計容量に運転特性、稼働時間、季節変動を考慮した負荷率を乗じて積算算定した。

また、熱需要の想定については、各エリアの建物の空調、温水供給について室内温度、空間容積、年平均外気温、建物断熱係数、使用量を考慮にいれて空調設備熱負荷を算定し、それに水処理設備のバイオ処理活性化のために必要とされる熱量を加算した結果を総熱需要とした。

表 2.3.3 各エリアの主要負荷設備

エリア	負荷設備
排水処理設備	バイオ処理設備、加熱処理設備、換気設備、照明設備
ポンプ場	給水設備、浄水設備、汚水送水設備
廃棄物埋立地	屋外照明設備
事務所建物	厨房設備、化学分析装置、換気設備、照明設備
重機械収容・修理場	車両整備用機械、機械修理設備、換気設備、照明設備
建設リサイクル設備	建材破碎設備、クレーン、照明設備
処分場ゲート	車両重量測定装置、照明設備

一方、プロジェクト期間内における需要変動については、廃棄物埋立量増加に伴う浸出水処理量の増加および屋外照明設備の増設を見込み、それに見合った電力、熱需要を想定した。

表 2.3.4 埋立処分場エネルギー需要想定

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
処分場エネルギー需要													
電力 MWh	0	2,394	2,433	2,471	2,510	2,550	2,589	2,588	2,588	2,613	2,638	2,664	2,689
熱エネルギー MWh	0	1,872	2,043	2,213	2,383	2,508	2,632	2,631	2,630	2,722	2,813	2,904	2,995

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
処分場エネルギー需要												
電力 MWh	2,715	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,856	2,878	2,900	2,921	2,943	2,965
熱エネルギー MWh	3,087	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650	3,691

これら想定が抱える最大のリスクとしては、電力、熱両需要動向に大きな影響をもつ廃棄物収集量想定の不確かさに起因する実績変動が考えられる。しかし、需要想定にあたっては 3.6.1 項で後述する保守的に見積もった廃棄物処分量を根拠として需要算定しているため、このリスクを含めた想定となっている他、運用開始後においても実績値から適宜想定修正を加えることでリスクを回避できると考えられる。

2.4 スルグートのゴミ処理の現状

2.4.1 廃棄物発生量

「2.3.1 スルグートの概要」で紹介した通り、スルグート市の人口は年々増加傾向にあり、2004年に296千人となる人口は、今後もこの増加傾向は変わらずほぼ一定の伸び率を示し、2028年には333千人程度になると予想されている。スルグート市人口のこれまでの実績と今後の予測を下図に示す。

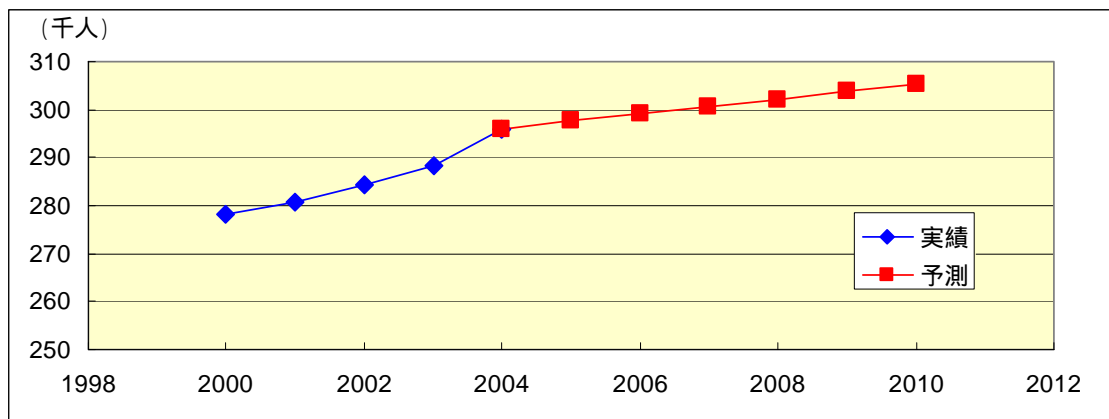


図 2.4.1 スルグートの人口推移と今後の予測

「スルグート市社会経済発展 2000-2004」から作成

スルグート市ではこの人口増加に伴い、一般廃棄物（都市ゴミ）の発生量も年々増加傾向にある。現地専門家の見解では、年間の市民一人当たりのゴミ排出量は、2004年現在で約315kg/人/年と考えられているが、経済発展と共に一人当たりのゴミ排出量は増加し、2028年には404kg/人/年まで増加すると考えられている。

一方、スルグートにおける一般廃棄物の分別及びリサイクルについては、現在のところほとんど何の対策もとられていないのが現状である。現地専門家によると、2004年のリサイクル率は非常に小さく、市民の自助努力レベルでリサイクルが実施されているとしてもせいぜい1%程度にすぎないと考えられるが、今後経済発展と共に毎年1%ずつリサイクル率が増加し、最大20%程度までリサイクルが進むであろうと予測されている。⁶

以上の条件に基づきスルグート市より発生する一般廃棄物量を試算した結果を表 2.4.1 に示す。

⁶ JSC Hallurgy, Russia, Perm, SEC Biomass, Ukraine, Kiev, the Final Report regarding Surgut Landfill Gas Utilization Project, 2004/11

表 2.4.1 スルグート市の人口と廃棄物発生量予測

	スルグート市 人口 千人	人口一人当たり 廃棄物発生量 kg/人/年	リサイクル率 %	廃棄物 発生量 ton/年
2004	296.0	315	1%	92,308
2005	297.5	319	2%	92,932
2006	299.1	322	3%	93,537
2007	300.6	326	4%	94,120
2008	302.2	330	5%	94,681
2009	303.7	334	6%	95,221
2010	305.3	337	7%	95,739
2011	306.8	341	8%	96,235
2012	308.3	345	9%	96,708
2013	309.9	348	10%	97,157
2014	311.4	352	11%	97,584
2015	313.0	356	12%	97,986
2016	314.5	360	13%	98,365
2017	316.0	363	14%	98,719
2018	317.6	367	15%	99,048
2019	319.1	371	16%	99,352
2020	320.7	374	17%	99,630
2021	322.2	378	18%	99,883
2022	323.8	382	19%	100,109
2023	325.3	385	20%	100,309
2024	326.8	389	20%	101,754
2025	328.4	393	20%	103,208
2026	329.9	397	20%	104,672
2027	331.5	400	20%	106,144
2028	333.0	404	20%	107,626

2.4.2 スルグート市営処分場の現状

年間 10 万トン程度発生しているスルグート市からの一般廃棄物は、これまでのところ、ほぼ全量がスルグート市の運営する市営処分場に埋立処分されてきた。

このスルグート市営処分場はスルグート市の東北部に位置し、物理的距離は市の中心部から約 5km とそれほど離れていないが、既存のアクセス道路を使用する場合、スルグート市から 35km も離れた距離に位置する。

この市営処分場の埋立は、今から 10 年前の 1994 年より開始されており、廃棄物の埋立に利用されている面積は約 10ha、これまでの埋立量合計は 90 万～100 万 ton と推計されている。

この市営処分場はこれまでスルグート市の廃棄物を一手に引き受けてきたが、近年、その廃棄物から浸出する排水汚染が深刻な問題となってきた。市営処分場の基礎にはポリエチレン製のダイアフラムで覆われているものの、ダイアフラムの上部には排水処理系統は存在せず、処分場外周に設けられた排水溝は雨水排水のために使用されており、これには廃棄物から浸出した汚水が流れ込んでいる。1998 年までは浸出する汚水はまったく報告されていなかったが、2000 年になってようやく市営処分場からの浸出水が認知された。汚水排水は夏場の乾燥した季節を除いて常時、処分場周辺を取り囲む排水溝に流れ込んでいる。黒ずんだ不透明の汚水は廃棄物に含まれる有機物によってひどく汚染されており、処分場周辺の地下水、河川に流入している。処分場のすぐそばを流れる河川では、いくつかの汚染物質の許容値を上回っており、深刻な問題となっている。

一方、市営処分場は今後 2、3 年のうちに処理容量の上限に達すると予想されており、現在閉鎖するか、引き続き隣接する敷地に廃棄物処分を拡大、継続するかの判断が待たれているところであるが、上記のような環境問題を考慮すると、継続運用していくのは困難と考えられている。

この市営処分場から発生するLFGは年間 5～6 百万m³ と考えられており、GHG排出量は二酸化炭素換算でおよそ 4～5 万ton-CO₂eと試算されているため、LFG有効利用プロジェクト実施のポテンシャルはそれなりにあるものの、上記の排水汚染問題を解決しない限り、同様のプロジェクトを実施するのは困難であると考えられる。仮に同様のプロジェクトを実施しようとする場合には、多大な初期投資をかけて処分場に埋立てられた廃棄物を全て掘り起こし、環境基準を満足する最低限の排水処理システムを導入する必要がある。

以上のような状況から、ポリゴン社によって新たに建設された処分場は、これまでのスルグート市営処分場に代わりスルグート市から発生する廃棄物を処理する能力を有し、かつスルグートの周辺環境に優しい処分場として、本プロジェクト実施に適した今後有望な処分場であると言える。

2.5 プロジェクト技術

スルゲートにおける廃棄物処分場をとりまく以上の状況を踏まえ、本プロジェクトではポリゴン社の新しい処分場をプロジェクトサイトに選定し、LFG 回収・有効利用技術を導入する。プロジェクトに導入される技術の具体的な内容を以下に説明する。

2.5.1 LFG 回収・供給システム

LFG 回収技術は、LFG 回収のための鉛直井戸、水平配管、回収配管、LFG 処理設備、ブロワ等から構成される。また、埋立完了後、埋立地表面に気密シートを敷設することにより、高いLFG 収集効率が期待できる。

(1) LFG 回収井戸の方式

従来の LFG 利用プロジェクトでは、鉛直井戸方式（埋立後に鉛直井戸、水平母管および回収配管を敷設）を採用するケースが多い（図 2.5.1）。しかしながら、本プロジェクトでこの垂直井戸方式を採用する場合、LFG の回収を 30 年先の埋立処分完了まで待たなくてはならず、これではプロジェクトを実施する意味がない。仮にプロジェクトの初期段階から従来の鉛直井戸方式を採用した場合には、廃棄物の埋立に伴い一度母管を撤去し、鉛直井戸を上部に追設した後再度母管を設置するという方法をとらざるを得ず、多大な時間とコストが必要となるため現実的とは言えない。

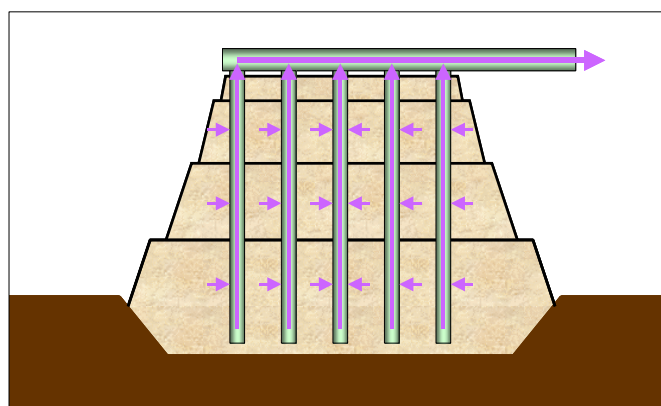


図 2.5.1 鉛直井戸方式（従来型）

しかしながら、本プロジェクトではポリゴン社によって新たに建設されたばかりの処分場を対象としているため、LFG 回収用の水平母管を埋立地底部に敷設することが可能である。従って、埋立前あるいは埋立開始後速やかに鉛直井戸用の座が設けられた水平母管を

底部に敷設し、鉛直井戸を廃棄物の埋立に伴い追設していく方式を採用する（図 2.5.2）。これにより、LFG 回収設備に対する投資コストを最小化できる共に、LFG 発生開始直後から LFG の回収が可能となり、効果的な GHG 排出削減を実現することができる。

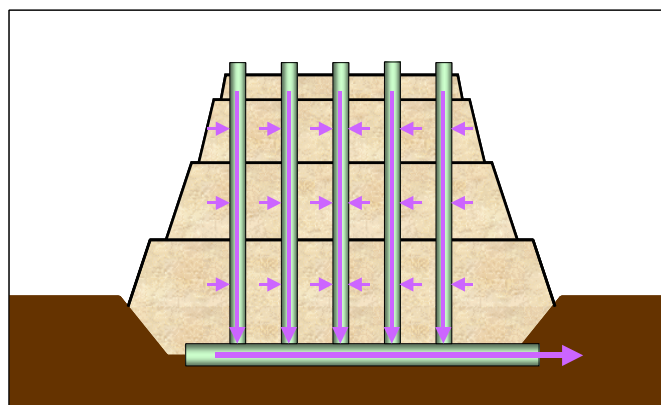


図 2.5.2 鉛直井戸方式（水平母管埋込型）

(2) LFG 回収・供給システム概要

LFG 回収井戸（鉛直井戸）の設置間隔は、国内外の事例では 75m 程度としているものが多く見られるが、ポリゴン社では埋立処理を行う際に、廃棄物を単に積み上げるのではなく、ダンプおよびコンパクター（圧縮重機）によって圧縮処理をしながら埋立処理を行うことから、本プロジェクトでは 50m 間隔に設定する。30m～40m 程度に井戸間隔を狭めることにより、より効率よく LFG 回収が可能となるが、そうすることにより、埋立処理用重機による作業が困難となるのに加え、鉛直井戸等に対する初期投資額の増大を招くため、50m が最適と判断した。

鉛直井戸には側面に直径 10mm 程度の孔が多数開いており、井戸の外周は充填材（砂利）で囲まれる。これにより埋立廃棄物より発生する LFG が砂利、細孔を通して鉛直井戸に流れ込む。また、鉛直井戸上端部はカウリングキャップによって閉止される。鉛直井戸の最大高さは最終的に処分場最大高さ+2m（32m）程度となる。

LFG 回収水平母管は、埋立開始後なるべく速やかに埋立地底部に敷設し、埋立高さに応じて鉛直井戸を追設していく。水平母管には、系統毎に切り分けが出来るよう、最終母管の手前に閉止バルブが設置される。LFG に酸素が混入する等の原因により濃度が希薄になるような場合には閉止バルブによって系統を隔離することが可能である。

最終的に廃棄物の埋立処分が進み、処分場の最大高さに達した場合には、埋立廃棄物最上部を耐水カバーで覆うことにより、LFG のより効率的な回収が可能となる。

回収システムにより回収されたLFGは、ミストエリミネーターによって水分(ドレン)を分離した後、脱硫設備に送られ、LFGに若干含まれる硫化水素 (H₂S) 分が除去される。

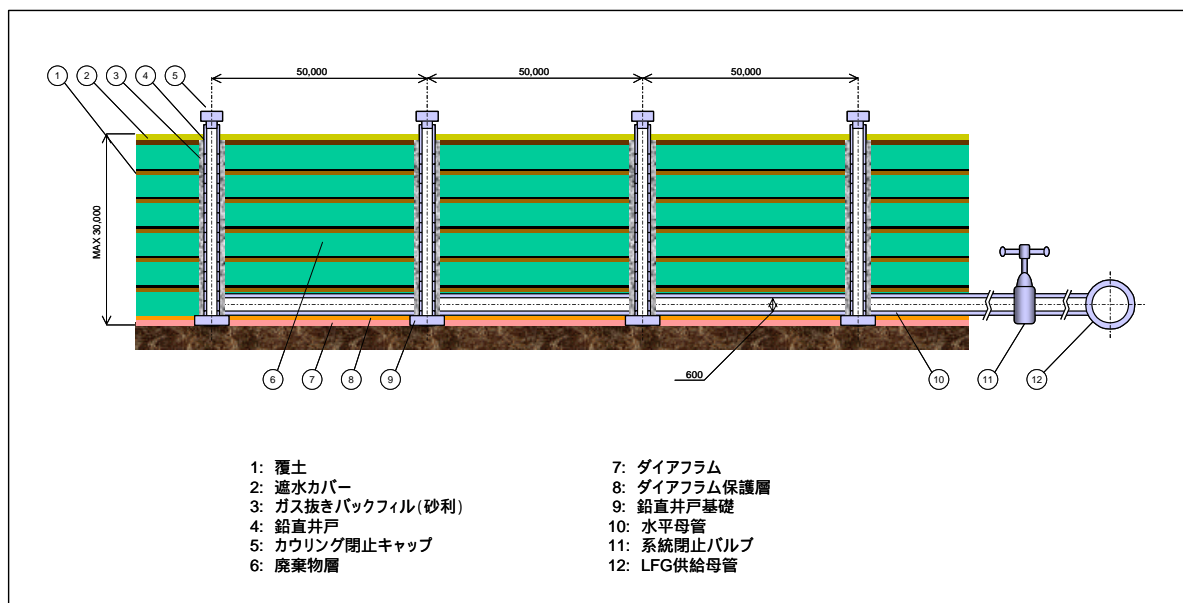


図 2.5.3 LFG 回収配管レイアウト

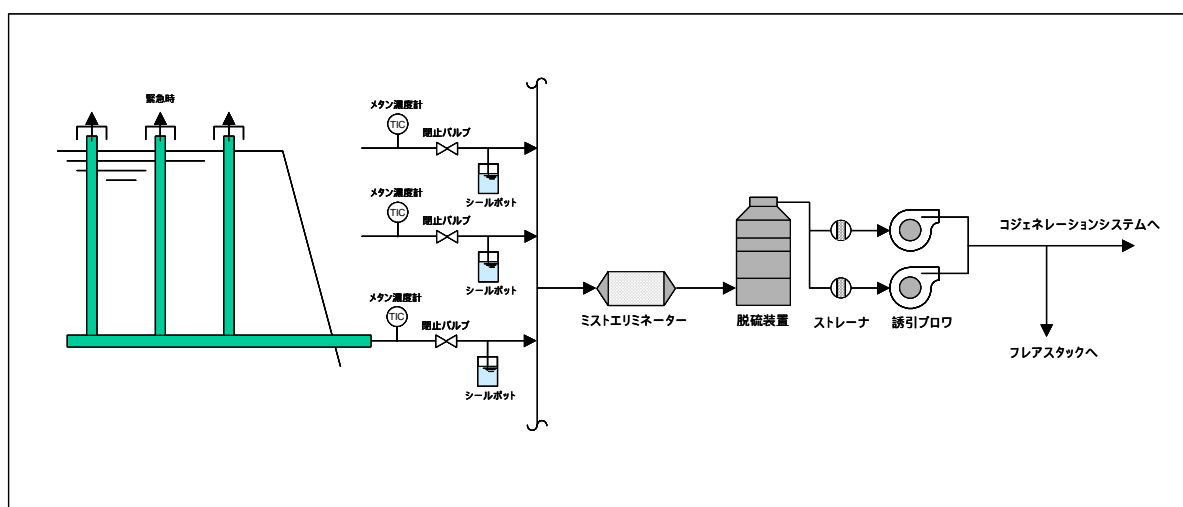


図 2.5.4 LFG 回収・供給システム系統図

2.5.2 LFG 利用システム（ガスエンジンコジェネレーションシステム）

LFG 利用システムは、LFG のような希薄なメタンガスでも安定した運転が可能な LFG 専焼ガスエンジン、発電機、制御盤、計器類等により構成される。

ガスエンジン発電機には現地での運転保守を考慮し、ウクライナ製ガスエンジン（ヤロスラブリモータープラント製ガスエンジン：TA -200 /300-1、パッケージャー：ウクライナガス研究所 NAN）を採用する。このガスエンジンは、ウクライナ等旧 CIS 諸国において LFG を利用した小規模発電プラント 2 基を含む多くの導入実績があり、しかも 1 基 1,950 千ルーブル（輸送コスト、試運転調整、VAT 込み）と非常に安価である。

このガスエンジン発電機は、LFG のような希薄なガス燃料でも安定して運転できるガスエンジンとなっており、自立運転と系統連系運転の両方が可能である。また、排ガス（130℃）系統にはヒートリカバリーシステム（いわゆる排ガスボイラ）が付属しており、これによって 90℃ の温水熱エネルギーの供給が可能なコジェネレーションシステム（CGS）となっている。このガスエンジン発電機 1 基の定格出力は電力 200kW、熱エネルギー 286kW であり、その総合効率は約 80%程度と高効率が期待できる。ガスエンジンおよびガスエンジンからの排ガスによる騒音については、ガスエンジンは建家内に設置することとし、排気管にはサイレンサーが付属するため問題ないものと考えられる。

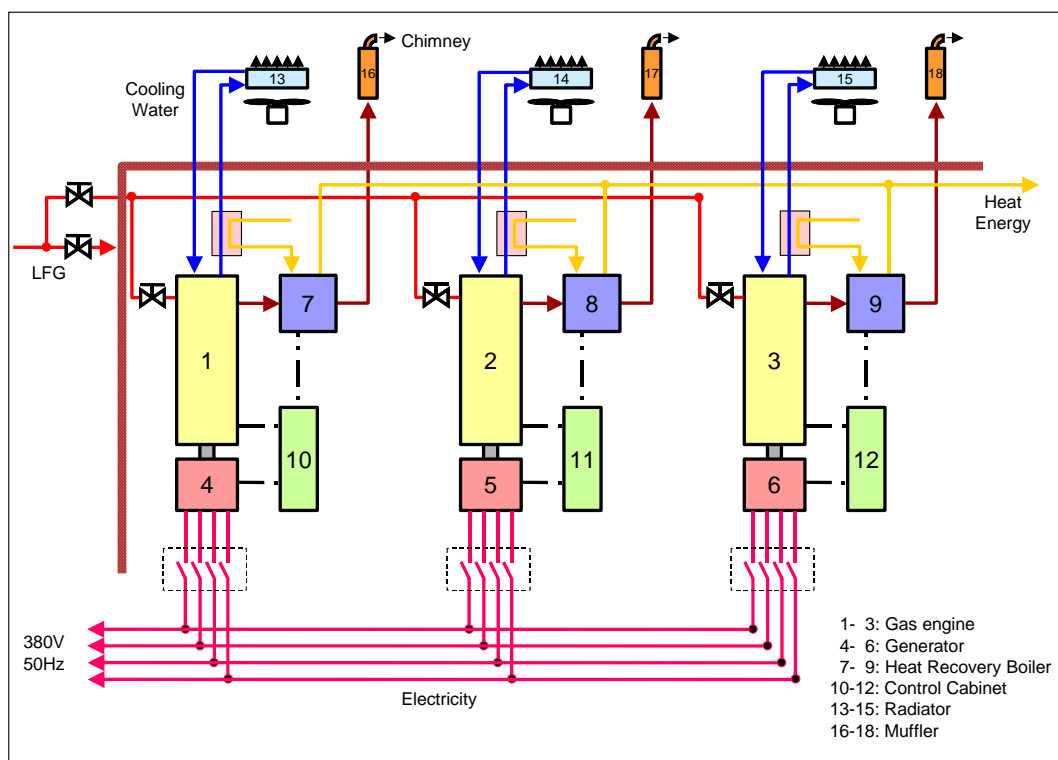


図 2.5.5 コジェネレーションシステムの概要

2.5.3 フレアスタック

本プロジェクトでは、可能な限り多くの LFG を回収し有効利用するため、LFG 用 CGS の稼働率を高くし、運転中常時定格運転が出来るよう計画しているが、回収する LFG のうち、CGS によって利用しきれない余剰 LFG がどうしても発生することは避けられない。この余剰 LFG についても当然のことながらメタンガスが含まれているため、これをそのまま大気拡散したのでは、地球温暖化はもちろんのこと、周辺環境や人体等への悪影響も懸念される。従って、この余剰 LFG についても大気拡散せず、燃焼破壊することが重要であり、このための設備としてフレアスタックを設置し、余剰 LFG をフレア処理することにより、二酸化炭素の 21 倍の温室効果ガスを破壊することとしている。

2.5.4 系統連系設備

本プロジェクトの実現可能性を調査するに当たり、当初は CGS で生み出された電力および熱エネルギーを処分場周辺の既存電力系統および熱供給ネットワークに接続し供給することを前提に、現地での調査・検討を実施してきた。しかしながら、プロジェクトサイトの地理的条件および経済性から、最終的には電力、熱エネルギー共に本プロジェクトにおいて系統連系を実施するのは困難との結論に至った。従って、電力、熱エネルギーとも、既存ネットワークへの系統連系設備については本プロジェクトに含まれない。

検討の詳細については「3.3.2(2) 電力を系統連系する場合のベースライン(参考)」および「9.4 電力を系統連携する場合の経済分析(参考)」において述べることとする。

2.6 温室効果ガス排出削減手法

本プロジェクトでは、これまでに紹介してきた LFG 回収利用技術を使用して、プロジェクトが実施されない場合に発生したであろうメタンガス（二酸化炭素の 21 倍の温室効果をもつ）の排出削減に寄与するものである。ここでは、本プロジェクトが具体的にどのようにしてこの温室効果ガスの排出量を削減するかについてまとめる。

まず、これまでの情報から、本プロジェクトの舞台であるロシア及びスルグートの廃棄物処分場をとりまく状況は以下のようにまとめられる。

- スルグート市では、一般廃棄物をほぼ全量スルグート市営処分場に埋立処分しているが、これは数年内に満杯になることが予想されており、しかも環境に対して深刻な問題を抱えていることが判明しており、早急に新しい処分場が必要となっている。
- ポリゴン社の新しい処分場「27th km MSW Landfill」は、最新の排水処理システムや建設廃材リサイクル処理設備を含む環境に配慮した管理型廃棄物処分場であり、2004 年 9 月に運用を開始したばかりである。
- ロシアとスルグート市では、埋立処分場に対して、LFG の回収利用を義務付ける法律上の規制は現在のところ存在せず、当面そのような法制度の導入計画もないと考えられる。

このような状況の下、本プロジェクトは、ポリゴン社の新しい処分場で埋立処分される廃棄物から発生する LFG を回収し、LFG 中に含まれる温室効果ガスである可燃性のメタンガスを CGS で燃料として有効利用し、発電・熱供給に使用しようとするものである。

仮にこのプロジェクトが実施されなかったとした場合には、考えられるベースラインシナリオとなるのは、現状維持であると判断される（詳細は「第 3 章 ベースライン設定」を参照のこと）。すなわち、ポリゴン社の埋立処分場において発生する LFG は将来全く管理されることなく、従って大量の LFG が回収利用されずに大気に拡散される状態が将来にわたって継続すると考えられる。同時に LFG 用 CGS による発電熱供給は行われることなく、その代わりとして、化石燃料焚きのディーゼルエンジンと化石燃料焚きのボイラの運用が継続されると考えられる。つまり、本プロジェクトが実施されなければ、全く LFG の排出は削減されない。

一方、本プロジェクトが実施されれば、次の 3 つのフェーズにより、追加的な GHG の排出削減が生じる。

フェーズ1:

LFG を回収することによりメタンガスを捕捉し、これを CGS 及びフレアにおいて燃焼することにより、メタンガスを破壊する。

フェーズ2:

CGSによる発電によって、ポリゴン社処分場に存在するディーゼルエンジン発電機を代替することにより、化石燃料由来のCO₂排出を削減する。

フェーズ3:

CGSによる熱供給によって、ポリゴン社処分場に存在する化石燃料焼きボイラを代替することにより、化石燃料由来のCO₂排出を削減する。

以上の GHG 排出削減スキームを図 2.6.1 にまとめる。

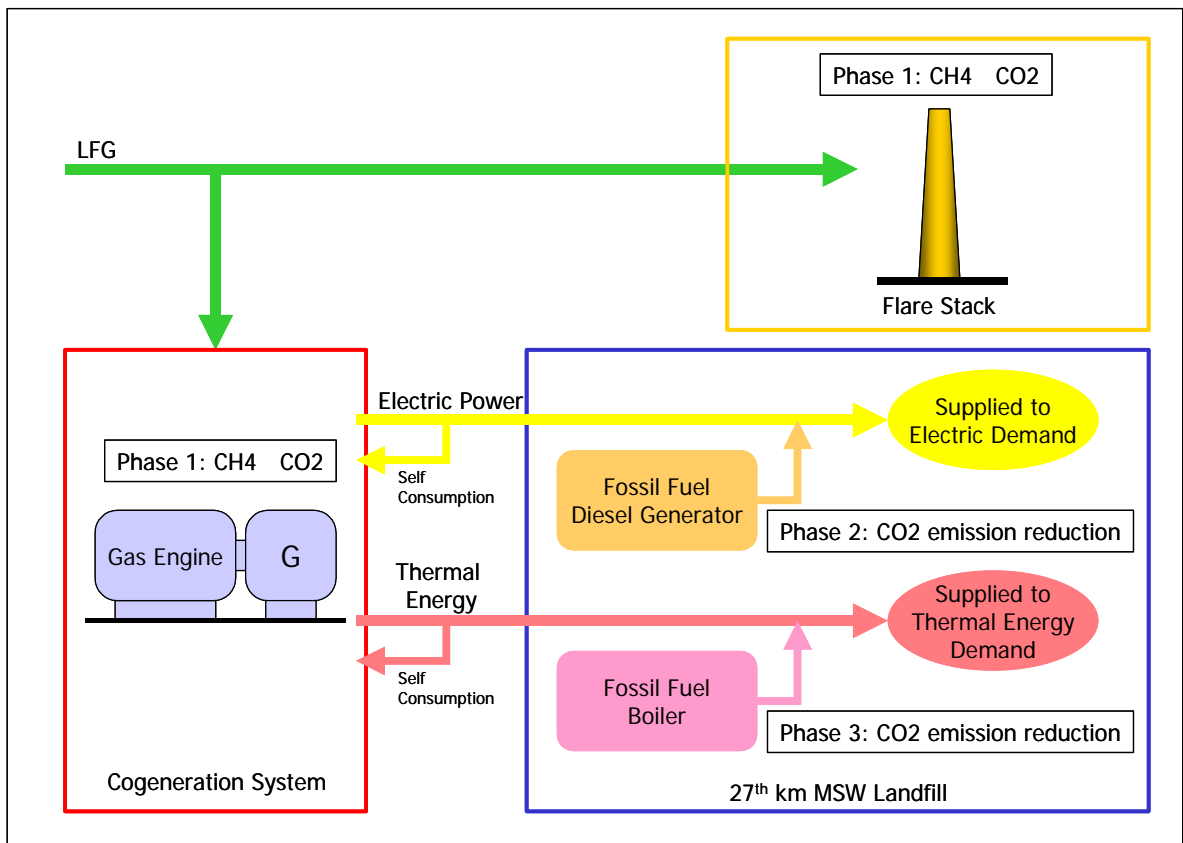


図 2.6.1 GHG 排出削減スキーム

第3章 ベースライン設定

3.1 ベースラインシナリオの検討

本プロジェクトにおけるベースラインシナリオ、つまり本プロジェクトが実施されない場合に想定される GHG 排出シナリオについては、様々なシナリオが候補として考えられる。そこでここでは、LFG、電力供給、熱供給の3つの視点から、ベースラインシナリオを検討した。

3.1.1 LFG 回収利用に関するベースライン

LFG 回収利用に関して考えられるベースラインシナリオとして、以下の3つのシナリオが考えられる。

シナリオ(1)

LFG を全く回収せず、発生する LFG は全量大気に放出されるがままの状態を放置する。

シナリオ(2)

LFG の一部を回収するための簡単な回収井戸、回収配管を導入し、フレア設備によってメタンガスを燃焼破壊する。

シナリオ(3)

LFG を極力回収し、有効利用するために、LFG 回収・供給システム、CGS、フレアスタックといった高度な設備を導入する。

一方、現在のプロジェクトサイトにおける LFG に関する状況（各種バリア）は以下の通りである。

- 当該処分場において発生する LFG の回収は計画されていない。（慣習的バリア）
- 当該処分場では今後約 30 年間に於いて埋立処分が計画されており、埋立処分に伴い廃棄物から大量の LFG が発生するにもかかわらず、問題視する声はない。（慣習的バリア）
- スルグートにおける LFG の回収利用技術は存在せず、また、ロシア全土でもモスクワにおける LFG 回収利用のためのパイロットプラント（オランダ企業により実施）が存在し

た（現在は運用されていない）程度⁷であり、LFG回収利用技術は広く認知されているようなレベルではない。（技術的バリア）

- スルゲートは化石燃料の埋蔵量が豊富であるが故に、化石燃料を安価に大量使用することが可能であり、このため LFG を回収利用して省エネを図るという意識はほとんど無い。このため、LFG 回収利用技術を導入するために多大な労力と時間、コストをかけるようなインセンティブが働きにくい。（技術的、慣習的バリア）
- ロシア、スルゲートにおいて廃棄物処分場に対して LFG の回収利用を義務づけるような法律上の規制は現在のところ存在せず、当面そのような法制度の導入計画もない。（法的バリア）
- ロシアではつい最近ようやく京都議定書に批准したものの、国土の広いロシアの地方都市において、温室効果ガスの排出量を削減しようという意識はあまりなく、むしろ経済成長のための産業活動が優先される状況である。（政策的バリア）
- ポリゴン社自体は、LFG の回収利用という新しい技術に対する興味はあるものの、処分場の運営が第一優先であり、LFG 回収システムへの投資は経済性を満足しないと考えている。（経済的バリア）

以上の状況から、当該プロジェクトサイトが自ら高度な LFG 回収利用システムを導入するシナリオ（3）は、法的規制が存在しない以上、現地企業にとって自発的に実施するに値するようなインセンティブが働く要素は全く無く、このシナリオがベースラインシナリオとなることはあり得ない。

また、簡易な LFG 回収井戸、回収配管を導入し、フレアスタックでメタンガスを破壊するというシナリオ（2）についても、簡易設備とは言え、わざわざこうした回収設備を追加するための労力やコストを考えると、現地企業にはあまりメリットはなく、現状維持つまり LFG の大気拡散を放置するという状況が継続すると考えるのが自然であろう。

従って、LFG の回収利用は全く実施されず、LFG の大気拡散が継続するというシナリオ（1）がベースラインシナリオとして適切であると考えられる。

⁷ 現地コンサルCENEF (Centre of Energy Efficiency) からの聞き取り

表3.1.1 LFG回収利用に関するバリア分析結果

バリア種別	バリア内容	LFG回収利用に関するベースラインシナリオ		
		シナリオ(1)	シナリオ(2)	シナリオ(3)
		LFGを全く回収せず、発生するLFGは全量大気に放出されるがままの状態を放置する。	LFGの一部を回収するための簡単な回収井戸、回収配管を導入し、フレア設備によってメタンガスを燃焼破壊する。	LFGを極力回収し、有効利用するために、LFG回収・供給システム、CGS、フレアスタックといった高度な設備を導入する。
慣習的バリア	処分場にてLFGを回収する考えはない 大気放出するLFGに対する問題意識がない 化石燃料埋蔵量が豊富であり、省エネ意識がない		●	●
技術的バリア	LFG回収利用技術は普及していない LFG回収利用プロジェクト導入の検討が出来ない		●	○
法的バリア	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない		●	●
政策的バリア	GHG排出削減よりも経済発展を重視する		●	●
経済的バリア	LFG回収利用のための追加的投資が困難		○	○
	検討結果	ベースラインシナリオとして妥当	ベースラインシナリオになり得ない	ベースラインシナリオになり得ない

○:そのバリアによってそのシナリオの実現が困難なもの

●:そのバリアによってそのシナリオの実現に対してインセンティブが働かないもの

3.1.2 電力供給に関するベースライン

当該処分場の電力供給に関して考えられるベースラインシナリオとして、以下の6つのシナリオが考えられる。

シナリオ(1)

当該処分場には稼働設備による相当量の電力需要が存在するが、その全量が処分場構内に存在するディーゼルエンジン発電機によって賄われる。

シナリオ(2)

当該処分場には稼働設備による相当量の電力需要が存在するが、その全量が処分場外に存在する電力会社の既存電力系統から賄われる。

シナリオ(3)

当該処分場には稼働設備による相当量の電力需要が存在するが、その一部は処分場構内に存在するディーゼルエンジン発電機によって賄われ、不足分が処分場外に存在する既存電力系統から賄われる。

シナリオ(4)

当該処分場には稼働設備による相当量の電力需要が存在するが、その一部は処分場にて発生するLFGを発電燃料として利用することにより得られる電力によって賄われ、不足分が処分場内のディーゼルエンジン発電機あるいは既存電力系統から賄われる。

シナリオ(5)

当該処分場には稼働設備による相当量の電力需要が存在するが、その全量が処分場にて発生するLFGを発電燃料として利用することにより得られる電力によって賄われる。

シナリオ(6)

当該処分場には稼働設備による相当量の電力需要が存在するが、その全量が処分場にて発生するLFGを発電燃料として利用することにより得られる電力によって賄われるとともに、LFGによって生じる余剰電力は既存系統に連系される(逆潮流)。

一方、現在のプロジェクトサイトにおける電力供給に関する状況(各種バリア)は以下の通りである。

- 当該処分場はスルグート市街地から 27km 離れており、近隣には電力グリッドが存在しない。(地理的バリア)
- 当該処分場の電力需要を既存電力系統から賄うためには、2km 以上の送電設備、変電設備が必要となり、追加的に発生する設備投資が必要となる。(経済的バリア)
- 既存電力系統への連系(逆潮流)に際しては、ロシアにおける系統連系ガイドラインを遵守し、ガイドラインにおいて要求される多くの手続きが必要となる上に、地元電力会社との交渉が必要である。(技術的バリア)
- スルグートにおける軽油燃料単価は比較的安く、ディーゼルエンジン発電機も安価に導入が可能である。(経済的、慣習的バリア)
- ポリゴン社の親会社の出資会社は地元の石油会社であり、ポリゴン社はこの関係で軽油の調達が可能であり、また安価に調達が可能である。(経済的バリア)
- スルグートにおける独立電源としては、ディーゼルエンジン発電機が主流であり、運転保守も容易なことから、導入に対して抵抗はない。(技術的、慣習的バリア)
- ポリゴン社自体に電力系統からの受電や系統連系に対する意志・計画がない。(慣習的バリア)

まず、前項「3.1.1 LFG 回収利用に関するベースライン」の検討結果および上記条件から、処分場で発生する LFG を発電燃料として回収し有効利用するという、シナリオ(4)、(5)、(6)が、現地企業自ら実施するベースラインシナリオになるとは非常に考えにくい。

次に、既存系統からの受電(シナリオ(2)、(3))については、処分場の地理的条件や、地元電力会社との協議、交渉を要すること、追加的に発生する初期投資費用等を考慮すれば、やはりポリゴン社自ら自発的に実施することはあり得ないと考えられる。

一方、スルグートにおける独立電源としては、ディーゼルエンジン発電機が主流であり、その設備導入は容易であり、燃料コストもポリゴン社にとって問題とはならないと考えられるため、ディーゼルエンジン発電機のみで処分場の電力需要を賄うという、シナリオ(1)が最も妥当なベースラインであると判断できる。

ただし、LFG 回収利用プロジェクトを JI プロジェクトとして実施し、このプロジェクト計画に電力の系統連系（電力の逆潮流）を含む場合には、既存電力系統における温室効果ガス排出係数がベースラインとなり得る。従って、本 JI プロジェクトの設計においては、系統連系有り無しでのケーススタディが必要となる。しかしながら、経済分析におけるケーススタディの結果によると、本プロジェクトでは系統連系をしない方が得策であるとの結論を得ている。（詳細は「第 9 章 経済性分析」を参照）

表3.1.2 電力供給に関するバリア分析結果

バリア種類	電力供給に関するベースラインシナリオ					
	シナリオ(1)	シナリオ(2)	シナリオ(3)	シナリオ(4)	シナリオ(5)	シナリオ(6)
バリア内容	シナリオ(1)	シナリオ(2)	シナリオ(3)	シナリオ(4)	シナリオ(5)	シナリオ(6)
地理的バリア	区分種による電力需要が存在するが、その量が区分種内のディーゼル発電機によって賄われる。	区分種には既設設備による電力需要が存在するが、その一部は区分種外のディーゼル発電機によって賄われる。	区分種には既設設備による電力需要が存在するが、その一部は区分種外のディーゼル発電機によって賄われる。不足分は区分種外の既存電力所から賄われる。	区分種には既設設備による電力需要が存在するが、その一部はLFGを利用して賄われる。不足分は既存電力所から賄われる。	区分種には既設設備による電力需要が存在するが、その量が区分種内で賄われる。不足分は既存電力所から賄われる。	区分種には既設設備による電力需要が存在するが、その量が区分種内で賄われる。不足分は既存電力所から賄われる。
地質的バリア	区分種近域には既存電力グリッドが存在しない	●	●	●	●	●
	区分種にてLFGを回収する事はない				●	●
	大気放出するLFGに対する問題意識がない				●	●
慣習的バリア	化石燃料消費量が豊富であり、省エネ意識がない				●	●
	独立電源としてはディーゼル発電機が主流である	●			●	●
	ボリゴン社に系統からの受電や系統運用の意思がない	●		●	●	●
	LFG回収利用技術は普及していない				○	○
技術的バリア	LFG回収利用プロジェクト導入の検討が出来ない				○	○
	系統運用には、ボリゴン社による諸手続を要する	●		●	●	●
	ディーゼル発電機の運転保守が容易である	●			●	●
法的バリア	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない				●	●
政策的バリア	CH ₄ 排出削減よりも経済発展を重視する				●	●
	LFG回収利用のための追加的投資が困難				○	○
経済的バリア	系統運用には、2km以上の送電設備投資が必要	○	○	○	○	○
	ボリゴン社にとって軽油の調達に容易かつ安価	●			●	●
検針結果	ベースラインシナリオとして要否	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い

○: そのバリアによってそのシナリオの実現が困難なもの

●: そのバリアによってそのシナリオの実現に対してインセンティブが働かないもの

3.1.3 熱供給に関するベースライン

当該処分場の熱供給に関して考えられるベースラインシナリオとして、以下の6つのシナリオが考えられる。

シナリオ(1)

当該処分場には稼働設備による相当量の熱エネルギー需要が存在するが、その全量が処分場構内に存在する化石燃料炊きボイラによって賄われる。

シナリオ(2)

当該処分場には稼働設備による相当量の熱エネルギー需要が存在するが、その全量が処分場外に存在する熱供給ネットワークから賄われる。

シナリオ(3)

当該処分場には稼働設備による相当量の熱エネルギー需要が存在するが、その一部は処分場構内に存在する化石燃料炊きボイラによって賄われ、不足分が処分場外に存在する熱供給ネットワークから賄われる。

シナリオ(4)

当該処分場には稼働設備による相当量の熱エネルギー需要が存在するが、その一部は処分場にて発生するLFGを燃料として利用することにより得られる熱エネルギーによって賄われ、不足分が処分場内の化石燃料炊きボイラあるいは既存熱供給ネットワークから賄われる。

シナリオ(5)

当該処分場には稼働設備による相当量の熱エネルギー需要が存在するが、その全量が処分場にて発生するLFGを発電燃料として利用することにより得られる電力によって賄われる。

シナリオ(6)

当該処分場には稼働設備による相当量の熱エネルギー需要が存在するが、その全量が処分場にて発生するLFGを燃料として利用することにより得られる熱エネルギーによって賄われるとともに、LFGによって生じる余剰熱エネルギーは既存熱供給ネットワークにも供給される。

一方、現在のプロジェクトサイトにおける熱供給に関する状況（各種バリア）は以下の通りである。

- 当該処分場はスルグート市街地から 27km 離れており、近隣には熱供給ネットワークが存在せず、当該処分場の熱エネルギー需要を熱供給ネットワークから賄うことはほとんど不可能である。（地理的バリア）
- スルグートにおける軽油燃料単価は比較的安く、熱供給用ボイラの設置も比較的安価である。（経済的バリア）
- ポリゴン社の親会社の出資会社は地元の石油会社であり、ポリゴン社はこの関係で軽油の調達が容易であり、また安価に調達が可能である。（経済的バリア）
- ポリゴン社自体に熱供給ネットワークからの熱調達や LFG 利用に対する意志・計画がない。（慣習的バリア）

まず、「3.1.1 LFG 回収利用に関するベースライン」の検討結果および上記条件から、処分場で発生する LFG を熱供給用燃料として回収し有効利用するという、シナリオ(4)、(5)、(6)が、現地企業自ら実施するベースラインシナリオになるとは非常に考えにくい。

次に、既存ネットワークから熱エネルギーを賄うシナリオ(2)、(3)については、処分場の地理的条件から熱供給ネットワークが処分場周辺に全く存在せず、わざわざ遠方のネットワークに接続するために莫大な費用をかけるのはプロジェクト自体の経済性が破綻することから、ポリゴン社自ら自発的に実施することは不可能である。

一方、化石燃料炊きボイラを処分場内に建設し、処分場の熱需要を賄うというシナリオ(1)は、スルグートのような厳寒な土地において孤立した企業活動の現場においてはごく自然なシナリオであり、燃料コストもポリゴン社にとって問題とはならないと考えられるため、最も妥当なベースラインであると考えられる。

表3.1.3 熱供給に関するバリア分析結果

バリア種別	表供給に関するベースラインシナリオ							
	シナリオ(1)	シナリオ(2)	シナリオ(3)	シナリオ(4)	シナリオ(5)	シナリオ(6)	シナリオ(7)	
地理的バリア	シナリオ(1)は既設設備による熱需要が存在するが、その容量が区分場内のボイラによって満たされる。	区分場には既設設備による熱需要が存在するが、その容量が区分場外のボイラによって満たされる。区分場の熱供給網から満たされる。	区分場には既設設備による熱需要が存在するが、その一部は区分場内のボイラによって満たされる。区分場の熱供給網から満たされる。	区分場には既設設備による熱需要が存在するが、その一部はLFGを利用して満たされる。区分場の熱供給網から満たされる。	区分場には既設設備による熱需要が存在するが、その一部はLFGを利用して満たされる。区分場の熱供給網から満たされる。	区分場には既設設備による熱需要が存在するが、その容量が区分場にて発生するLFGをコンプレッサとして利用することにより満たされる。ボイラによって満たされる。	区分場には既設設備による熱需要が存在するが、その容量がLFGを利用して満たされる。区分場の熱供給網から満たされる。	区分場には既設設備による熱需要が存在するが、その容量がLFGを利用して満たされる。区分場の熱供給網から満たされる。
物理的バリア	区分場近隣には既設設備が存在しない。	区分場にてLFG回収する考えはない。	区分場にてLFG回収する考えはない。	区分場にてLFG回収する考えはない。	区分場にてLFG回収する考えはない。	区分場にてLFG回収する考えはない。	区分場にてLFG回収する考えはない。	
制度的バリア	化石燃料消費量が豊富であり、省エネ意識がない。	化石燃料消費量が豊富であり、省エネ意識がない。	化石燃料消費量が豊富であり、省エネ意識がない。	化石燃料消費量が豊富であり、省エネ意識がない。	化石燃料消費量が豊富であり、省エネ意識がない。	化石燃料消費量が豊富であり、省エネ意識がない。	化石燃料消費量が豊富であり、省エネ意識がない。	
技術的バリア	ポリゴン社に熱供給網を利用する意思がない。	ポリゴン社に熱供給網を利用する意思がない。	ポリゴン社に熱供給網を利用する意思がない。	ポリゴン社に熱供給網を利用する意思がない。	ポリゴン社に熱供給網を利用する意思がない。	ポリゴン社に熱供給網を利用する意思がない。	ポリゴン社に熱供給網を利用する意思がない。	
経済的バリア	LFG回収利用技術は普及していない。	LFG回収利用技術は普及していない。	LFG回収利用技術は普及していない。	LFG回収利用技術は普及していない。	LFG回収利用技術は普及していない。	LFG回収利用技術は普及していない。	LFG回収利用技術は普及していない。	
法的バリア	LFG回収利用プロシージャの検討が進展しない。	LFG回収利用プロシージャの検討が進展しない。	LFG回収利用プロシージャの検討が進展しない。	LFG回収利用プロシージャの検討が進展しない。	LFG回収利用プロシージャの検討が進展しない。	LFG回収利用プロシージャの検討が進展しない。	LFG回収利用プロシージャの検討が進展しない。	
政策的バリア	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない。	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない。	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない。	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない。	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない。	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない。	LFG回収利用を義務づける法的規制が存在しない。	
経済的バリア	LFG回収によるLFG排出削減による経済的負担を軽減する。	LFG回収によるLFG排出削減による経済的負担を軽減する。	LFG回収によるLFG排出削減による経済的負担を軽減する。	LFG回収によるLFG排出削減による経済的負担を軽減する。	LFG回収によるLFG排出削減による経済的負担を軽減する。	LFG回収によるLFG排出削減による経済的負担を軽減する。	LFG回収によるLFG排出削減による経済的負担を軽減する。	
経済的バリア	ボイラの設置が比較的安価である。	ボイラの設置が比較的安価である。	ボイラの設置が比較的安価である。	ボイラの設置が比較的安価である。	ボイラの設置が比較的安価である。	ボイラの設置が比較的安価である。	ボイラの設置が比較的安価である。	
物理的バリア	ポリゴン社によって既設設備は容量かつ安価。	ポリゴン社によって既設設備は容量かつ安価。	ポリゴン社によって既設設備は容量かつ安価。	ポリゴン社によって既設設備は容量かつ安価。	ポリゴン社によって既設設備は容量かつ安価。	ポリゴン社によって既設設備は容量かつ安価。	ポリゴン社によって既設設備は容量かつ安価。	
種別結果	ベースラインシナリオとして妥当	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い	ベースラインシナリオにかなり近い	

○: そのバリアによってそのシナリオの実現が困難なもの

●: そのバリアによってそのシナリオの実現に対して、インセンティブが働かないもの

3.1.4 ベースラインシナリオの決定

以上の検討結果により、本プロジェクトが実施されない場合のベースラインシナリオは以下の通りとなる。

ベースラインシナリオ

- 当該処分場にて発生する LFG は、その回収利用に関する管理が全く行われず、廃棄物処分量、期間に応じて LFG（メタンガス）の大気への排出が継続する。
- 当該処分場内の電力需要は、処分場内に存在するディーゼルエンジン発電機によって賄われ、このディーゼル発電機の運転に伴う二酸化炭素の排出が継続する。
- 当該処分場内の熱エネルギー需要は、処分場内に存在する化石燃料炊きボイラによって賄われ、このボイラの運転に伴う二酸化炭素の排出が継続する。

3.2 追加性の証明

前項「3.1 ベースラインシナリオの検討」の通り、ベースラインシナリオが決定された。しかしながら、本プロジェクトは附属書 I 国であるロシアとの共同実施であり、ロシアは先般京都議定書に批准したばかりである。現状を見る限り、ロシアは GHG 排出量を正確に把握する体制が整っているとは言い難く、プロジェクトの追加的 GHG 排出削減量のチェックや排出権クレジット（JI においては ERU）の発行を的確に実施できない可能性がある。このような状況を考慮すると、本プロジェクトは第 2 トラックで実施しなければならない可能性が高い。その場合には CDM のプロジェクト実施手順と類似のプロセスが必要となる。

基本的に、JI プロジェクトにおいては附属書 I 国間の協議・調整により ERU が発行・移転されるため、両国での協議によってベースラインを柔軟に決定することが可能と考えられるが、上記事項を鑑み、ここでは、CDM プロジェクトにおける追加性の証明ツールである、EB16 Annex1 “Tool for the demonstration and assessment of additionality”（以下「追加性証明ツール」という）を用いて、本プロジェクトがベースラインシナリオとはなり得ない追加的なプロジェクトであることを示すこととする（図 3.2.1）。

ただし、一方で本プロジェクトが JI プロジェクトであることを受け止め、CDM プロジェクトに要求される全ての手順を厳密に実行する必要はないとも考えられる。従って、本項では、追加性証明ツールに記載された Sub-Step 2b - Option III, Step 5 のみについて言及する。（なお、前項「3.1 ベースラインシナリオの検討」において実施したプロセスは、追加性証明ツールにおける Step1、3、4 に相当すると言える。）

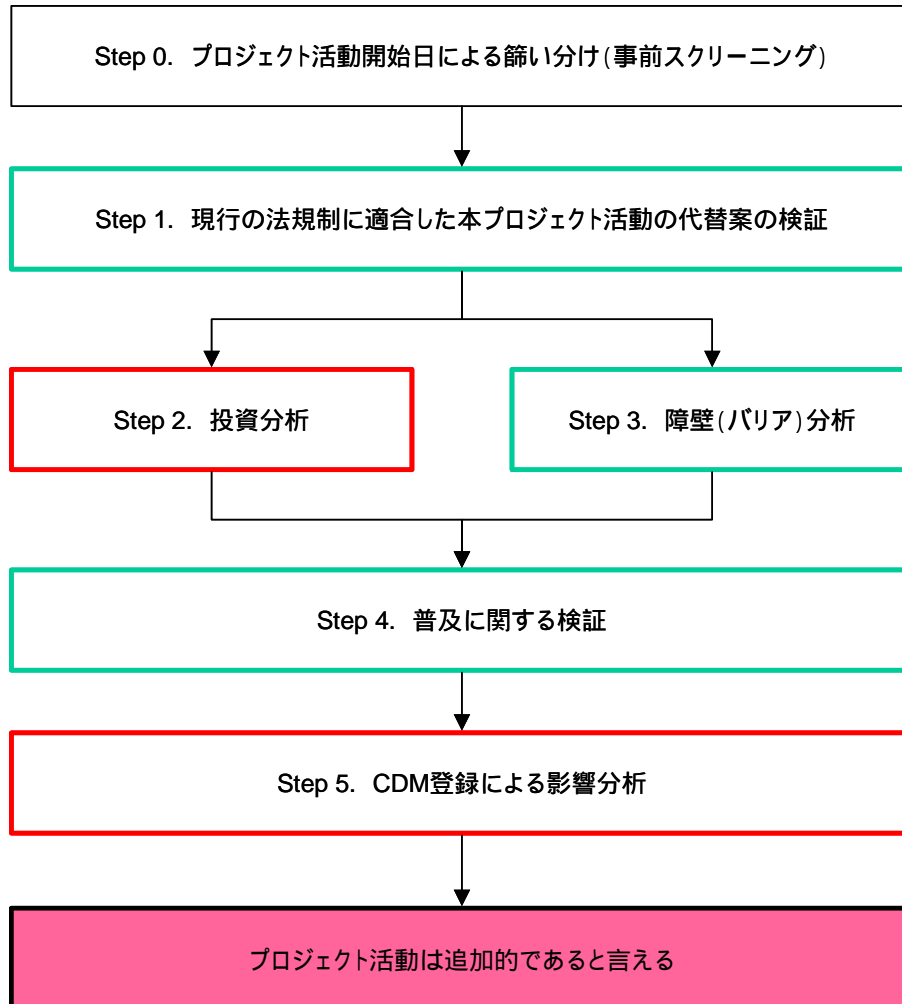


図 3.2.1 CDM における追加性証明スキームフローチャート

「UNFCCC 発行 EB16 Report Annex 1 page 9」から作成

3.2.1 Sub-Step 2b – Option III (ベンチマーク分析)

本プロジェクト活動では、LFG を回収し CGS の燃料として利用することにより電力と熱エネルギーを得ることが出来る。これらのエネルギーは、プロジェクトにおいて特別に設立される SPC (Special Purpose Company) とポリゴン社処分場との契約に基づき適切に販売されるものとする。

エネルギーの供給面においては、基本的に CGS を可能な限り高稼働率で運転して得られる電力と熱エネルギーを、処分場のエネルギー需要の一部あるいは全部を賄うために供給するものとする。処分場における電力および熱エネルギー需要に関しては、「2.3.4 処分場におけるエネルギー需要」で示したとおりとする。

以上の考え方によって、本プロジェクトにおける販売収入 (売電・売熱収入) を算定することが可能であり、追加性の証明には、追加性証明ツールの「Step 2 (投資分析)」における「Sub-Step 2b - Option III (ベンチマーク分析)」を適用することが可能である。また、本分析におけるベンチマークには、ロシアの国債利回り (2004 年 9 月現在 7.8 ~ 8.0%) を採用する。

そこで本項では、追加性証明ツールに従い、ERU の販売益は考慮しない場合のキャッシュフローを試算・検討する。収益の部には売電、売熱による販売収入が、支出には LFG 回収利用システムの各設備に対する初期投資コストとランニングコストが考慮される。ランニングコストには、本プロジェクトの実施、運営に携わる従業員の人件費、設備のメンテナンスコスト、諸経費、法人税 (企業利潤税) が考慮される。経済性分析の前提条件やその他詳細に関しては、「第 9 章 経済性分析」を参照されたい。

ERU の経済的価値を考慮しない場合のキャッシュフロー試算結果を表 3.2.1 に示す。これによると、プロジェクト期間として想定している 20 年間では、累積収支 (実質利率 0% に相当) が黒字に転じず、ベンチマークとの比較はおろか、プロジェクトとして成り立たないことがわかった。

これは、売電、売熱料金単価が低く、投資資金を売電、売熱収入だけでは回収できないことを示す。(逆に料金単価を現地の相場よりも上げることはできない。) つまり、本プロジェクトを実施することが現地にとって何の魅力もなく、現地企業が自発的に実施するようなベースラインシナリオにはなり得ないことを表している。

表 3.2.1 ERU の経済的価値を考慮しない場合のキャッシュフロー

単位:千ルーブル

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
収入	0	-85	-85	-85	-85	1,464	1,464	1,464	1,464	1,464	2,684
電力販売収入	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232
熱エネルギー販売収入	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
支出	7,730	722	722	722	4,572	1,288	1,288	1,288	1,288	5,138	1,891
設備投資額	7,730	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
人件費	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
メンテナンスコスト	0	200	200	200	200	517	517	517	517	517	870
諸経費	0	29	29	29	29	48	48	48	48	48	67
企業利潤税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー	-7,730	-807	-807	-807	-4,657	176	176	176	176	-3,674	793

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	2,718	2,753	2,787	2,811	2,835	2,844	2,882	2,906	2,930	2,954	38,083
	2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,333	2,366	2,383	2,401	2,419	31,142
	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
	1,906	1,928	1,950	1,963	2,063	5,920	2,202	2,211	2,221	2,306	51,321
	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	19,280
	953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
	888	905	923	932	942	948	961	970	979	989	13,694
	52	53	53	53	46	46	58	58	59	51	953
	13	17	21	25	122	123	0	0	0	83	404
	812	825	837	848	772	-3,076	680	695	709	648	-13,238

3.2.2 Step 5 (CDM 登録の影響)

先に実施した投資分析に ERU の経済的価値を導入した場合のキャッシュフローを、表 3.2.2 に示す。経済性分析の詳細に関しては、「第 9 章 経済性分析」を参照されたい。

表 3.2.2 ERUの経済的価値 (6US\$/t-CO₂) を考慮した場合のキャッシュフロー

単位:千ルーブル

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
収入	0	256	466	733	1,003	3,112	3,375	3,632	3,880	4,120	5,787
炭素クレジット販売収入	0	340	551	817	1,088	1,648	1,911	2,168	2,416	2,656	3,103
電力販売収入	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232
熱エネルギー販売収入	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
支出	7,730	722	722	722	4,572	1,448	1,511	1,573	1,632	5,540	2,455
設備投資額	7,730	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
人件費	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
メンテナンスコスト	0	200	200	200	200	517	517	517	517	517	870
諸経費	0	29	29	29	29	48	48	48	48	48	67
企業利潤税	0	0	0	0	0	160	223	285	344	402	565
キャッシュフロー	-7,730	-467	-256	10	-3,569	1,664	1,864	2,059	2,248	-1,420	3,331

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	6,049	6,303	6,547	6,769	6,983	7,171	7,391	7,590	7,787	7,981	96,933
	3,331	3,550	3,760	3,958	4,148	4,328	4,508	4,684	4,857	5,027	58,850
	2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,333	2,366	2,383	2,401	2,419	31,142
	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
	2,706	2,780	2,852	2,913	3,058	6,959	3,262	3,318	3,372	3,513	63,361
	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	19,280
	953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
	888	905	923	932	942	948	961	970	979	989	13,694
	52	53	53	53	46	46	58	58	59	51	953
	813	869	924	975	1,118	1,161	1,061	1,106	1,151	1,289	12,444
	3,344	3,522	3,695	3,856	3,925	213	4,128	4,273	4,415	4,468	33,572

炭素クレジット単価:6US\$/tonCO₂

上記キャッシュフローに基づき、経済性を分析した結果、ERUの経済的価値が6US\$/t-CO₂の場合IRR12.0%程度となり、ロシア国債の利回り(7.8~8.0%)に比べれば、十分事業性が期待できるレベルとなることがわかった。

以上の分析からも、本プロジェクトは現地自ら実施可能なベースラインにはなり得ないことがわかり、且つ、ERUの経済的価値を考慮すれば、本プロジェクトは十分にJIプロジェクト活動となり得ることが証明された。

3.3 ベースライン方法論の検討

3.3.1 フェーズ1のベースライン方法論

(1)ベースライン方法論の選定

本プロジェクトにおけるフェーズ1（LFGを捕捉し、これをCGS及びフレアにおいて燃焼することにより、メタンガスを破壊）に該当する部分には、CDM理事会によって既に承認済みの方法論「Approved consolidated baseline methodology ACM0001 "Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities"」（以下ベースライン方法論 ACM0001 という）を適用することが可能であると判断できる。その理由は以下の通りである。

ベースライン方法論 ACM0001 には、以下の適用条件（Applicability）が述べられている。

この方法論は、LFG 捕捉プロジェクト活動に適用でき、その際のベースラインシナリオは LFG のすべてか一部を大気に解放しているというものである。プロジェクト活動は以下のいずれかを指す。

- (a) 補足された LFG は燃焼される。
- (b) 補足された LFG はエネルギー（例えば電力、熱エネルギー）の生産に使用されるが、他のエネルギー源を代替あるいは避けたことによる排出削減をクレームしない。
- (c) 捕捉された LFG はエネルギー（例えば電力、熱エネルギー）の生産に使用され、他のエネルギー源の利用を代替あるいは避けたことによる排出削減をクレームする。この場合、クレームする部分に関しては、新たな方法論を提案するか、既に承認済みの方法論を使用しなければならない。既に承認済みの方法論には ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable” が含まれる。また、発電容量が 15MW を下回り、かつ / あるいは、置換される熱エネルギーの量が年間 54TJ（15GWh）を下回るならば、小規模方法論が使用可能である。

一方、本プロジェクトの条件は以下の通りである。

現在、当該処分場「27th km MSW Landfill」においては、LFGの回収は行われていない。現在、ロシア、スルグート市においては、廃棄物埋立処分場に対し、LFG の回収を義務付けるような法律上の規制はなく、当面その計画もない。本プロジェクトは、処分場「27th km MSW Landfill」において、LFG回収を行い、それに含まれる可燃性のメタンガスを燃焼させて、CGSにより熱電供給を行うものである。

上記発電は、化石燃料焚きのディーゼルエンジン発電機を代替する(利用を避ける)ものであり、上記熱供給は化石燃料焚きボイラを代替する(利用を避ける)ものである。

熱電供給によって、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減をクレームする。

このプロジェクトで設置する予定の CGS の容量は、0.6MW (0.2MW/基*3 基) 熱供給容量は、0.858MW (0.286MW/基*3 基) である。(導入台数の決定は「第 4 章 プロジェクト実施計画」を参照のこと。)

以上の条件より、本プロジェクトはまさに ACM0001 の適用条件である(c)に該当する。従って、ACM0001 の適用条件(c)に記載されている事項に従えば、電力供給によって処分場内のディーゼル発電機の利用を避けたことによる排出削減(フェーズ 2)に対するクレーム、および熱供給によって処分場内の化石燃料炊きボイラの利用を避けたことによる排出削減(フェーズ 3)に対するクレームに関しては、CGS の設備容量から、小規模 CDM 方法論の適用が可能である。適用する小規模 CDM 方法論に関する検討については、「3.5.1 小規模 CDM 方法論の適用方法」に記載することとする。

(2) ベースライン方法論の適用方法

ベースライン方法論 ACM0001 では Emission Reduction の項において、以下の式が使用可能であると記載されている。

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y} \dots (式 1)$$

$$MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF \dots (式 2)$$

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y} \dots (式 3)$$

$$MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} * FE \dots (式 4)$$

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} \dots (式 5)$$

$$MD_{thermal,y} = LFG_{thermal,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} \dots (式 6)$$

本項ではベースライン方法論 ACM0001 をどのように本プロジェクトに適用するかについて、上式における各パラメータ並びに前提条件にそって以下に説明することとする。

GWP_{CH4} (メタンの温暖化係数):

本プロジェクトにおいて補足されたメタンの温暖化係数については、気候変動に関する政府間パネル (IPCC) 第 2 次評価報告書 (1995) (IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995) に記載されたデフォルト値 (= 21) を使用する。

EG_y (発電により代替された処分場構内の電力量):

このパラメータは、CGS によって発電され、処分場構内に供給される電力量を意味する。この電力量は本プロジェクトによって発電され、処分場構内に供給される正味電力量でなければならず、CGS の発電電力量（いわゆる発電端電力量）そのものではない。つまり、LFG 回収システム（ブローア等）CGS の補機などにおいて自己消費される電力量は差し引かれなければならない。この自己消費分は CGS による発電電力量に対して一定の割合（所内率 10%）を占めるものと想定する。

また、実際のモニタリングでは、処分場構内に供給される正味の電力量を直接計測する。

ET_y (熱供給により代替された処分場構内の熱量):

このパラメータは、CGS によって生産され、処分場構内に供給される熱エネルギー量を意味する。

この熱量は、本プロジェクトによって生産され、処分場構内に供給される正味熱量でなければならず、CGS からの発生熱量そのものではない。つまり、LFG 回収システム（ブローア等）CGS の補機などにおいて自己消費される熱エネルギー量は差し引かれなければならない。この自己消費分は CGS による生産熱量に対して一定の割合（所内率 10%）を占めるものと想定する。

また、実際のモニタリングでは、構内に供給される正味の熱量を直接計測する。

CEFelectricity_y (発電の排出係数CO₂):

これは、処分場構内の発電による排出係数を意味する。

本プロジェクトが実施されなかった場合、処分場における電力需要は全量ディーゼル発電機によってまかなわれる。つまり、処分場構内の発電の排出係数は処分場が所有するディーゼル発電機の排出係数に相当する。

本プロジェクトでは、小規模 CDM 方法論のうち LD.パラグラフ 28 の方法により決定する。（詳細は次項「3.3.2 フェーズ 2、3 のベースライン方法論」を参照のこと）

CEFthermal_y (熱供給の排出係数CO₂):

このパラメータは、処分場構内の熱生産による排出係数を意味する。

本プロジェクトがなかった場合、処分場における熱需要は全量ディーゼル油焚きのボイラによってまかなわれる。つまり、処分場構内の熱供給の排出係数は、処分場が所有するディーゼルボイラの排出係数に相当する。

本プロジェクトでは、最も保守的な評価方法として、ディーゼル油焚きのボイラの効率を 100%とすることにより決定する。（詳細は次項「3.3.2 フェーズ 2、3 のベースライン方法論」を参照のこと）

AF (調整係数):

AF は、ベースラインシナリオで回収されているはずの LFG の量と、プロジェクトで回収される LFG の量の比である。既に述べたように、現在ロシアには、処分場に LFG を収集することを義務付ける法律はない。また、ロシア政府では当面そのような法規制を導入する予定もない。従って、現時点での AF の値は 0 となる。

モニタリングに際しては、ロシア政府の動向を十分注視し、定期的に AF の値が変化するか確認する。

LFG_{flare,y} (フレア処理されるLFGの量):

本プロジェクトにおいては、回収された LFG のうち、熱電供給に利用されず残った LFG がフレア処理されるものとする。

プロジェクト実施中、フレア処理される LFG の量はモニタリングにて実測される。

w_{CH₄,y} (LFG中のメタンガスの含有率):

LFG 中のメタンガスの含有率は、モニタリングにて計測される。

FS における各種の試算においては、想定される含有率として 50%を使用する。

D_{CH₄} (標準状態におけるメタンガスの比重):

本プロジェクトにおけるメタンガスの比重は、ベースライン方法論ACM0001 巻末に記載されている値 (= 0.0007168 tCH₄/m³CH₄) を採用する。

モニタリングに際しては、LFG の温度と圧力をモニタリングにて実測し、これらを用いて LFG 流量を計算することにより標準状態での流量に補正される。

FS における各種の試算においては、気体の体積をすべて標準状態で記載することとする。

FE (フレア効率):

フレア効率は、フレアの稼働時間 (フレアスタックの表面温度により、稼働の有無を計測) フレア排気ガスのメタンガス濃度を計測することにより決定される。

本 FS における各種の試算においては、フレア設備の仕様に基づき、一定の経験値として 99.5%を使用するものとする。

LFG_{electricity,y} (発電に供されるLFGの量):

このパラメータは、CGSの発電に供されるLFG流量を意味する。この量と次項のLFG_{thermal,y} (熱生産に供されるLFGの量)との合計がモニタリングにて実測される。

本 FS における各種の試算においては、回収された LFG のうち、CGS が発電によって消費する定格ガス量を、CGS の点検予定時期を除き、想定される設備利用率 90%に基づいて消費するものとする。

LFG_{thermal,y} (熱生産に供されるLFGの量):

このパラメータは、CGS の熱生産に供される LFG 流量を意味する。

この量と前項のLFG_{electricity,y}(発電に供されるLFGの量)との合計がモニタリングにて実測される。

本 FS における各種の試算においては、回収された LFG のうち、CGS が熱生産によって消費する定格ガス量を、CGS の点検予定時期を除き、想定される設備利用率 90%に基づいて消費すると考える。

3.3.2 フェーズ2、3のベースライン方法論

前項「3.3.1 ベースライン方法論の選定」で述べたとおり、ベースライン方法論 ACM0001 では既に承認済み方法論である、「Appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities “INDICATIVE SIMPLIFIED BASELINE AND MONITORING METHODOLOGIES FOR SELECTED SMALL-SCALE CDM PROJECT ACTIVITY CATEGORIES”」(以下小規模 CDM 方法論という)が適用可能である。

従って、本項では、この小規模 CDM 方法論の中に多数含まれるメソドロジーの中で、本プロジェクト活動によって代替される電力と熱エネルギー(フェーズ2、3)に関するベースラインとしてどれが適用可能であるか、また、どのように適用するかについて述べる。

(1) ディーゼルエンジン発電機の代替(フェーズ2)に対するベースライン

本プロジェクト活動によって、処分場内のディーゼル発電機の利用を代替する部分(フェーズ2)には、小規模 CDM 方法論の中の「TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.D. Renewable electricity generation for a grid」が該当する。これには以下のような内容が記載されている。

技術/手段：パラグラフ 3

このカテゴリーには電力系統に電力を供給するバイオマス熱電供給(コジェネレーション)システムが含まれる。このカテゴリーに適合するのはコジェネレーションによる出力合計が45MWを超えないプロジェクトに限る。

ベースライン：パラグラフ 6

燃料油、ディーゼル油を使用する全ての化石燃料炊き発電システムには、再生可能エネルギー発電ユニットによる発電電力量(kWh)に、表I.D.1.の中で該当する最適負荷、設備容量の最新ディーゼル発電機ユニットにおける排出係数(kg CO₂equ/kWh)を乗じたものがベースラインとなる。(上記表I.D.1.については、次表3.3.1に示す。)

表 3.3.1 ディーゼル発電システムの発電容量および負荷率に対する排出係数

ケース	kg CO ₂ equ/kWh		
	ミニグリッド (24時間運転)	ミニグリッド ・4~6時間運転 ・生産用途 ・給水ポンプ用	ミニグリッド (蓄電池設置)
負荷率	25%	50%	100%
15kW未満	2.4	1.4	1.2
15kW以上35kW未満	1.9	1.3	1.1
35kW以上135kW未満	1.3	1	1
135kW以上200kW未満	0.9	0.8	0.8
200kW以上	0.8	0.8	0.8

「小規模 CDM 方法論中の表 I.D.1.」により作成

ベースライン：パラグラフ 7

他の全てのシステムには、再生可能エネルギー発電ユニットによる発電電力量 (kWh) に対し、以下に示す明確かつ保守的な方法で計算される排出係数 (kg CO₂equ/kWh) を乗じたものがベースラインとなる。

(a) 「おおよそのオペレーティングマージン」と「ビルドマージン」の平均

(i) 「おおよそのオペレーティングマージン」とは、水力、地熱、風力、低コストバイオマス、原子力、太陽光発電以外で、系統において稼働している全ての発電設備の排出係数 (kg CO₂equ/kWh) を加重平均したものである。

(ii) 「ビルドマージン」とは、最近系統に導入された発電設備のうち、最新の発電データを入手可能な既存プラント容量の 20%を超える容量 (MWh) のプラント、または、最近の 5 年間に導入されたプラントの排出係数 (kg CO₂equ/kWh) を加重平均したものである。

または、

(b) 現在の全発電プラントの排出係数 (kg CO₂equ/kWh) の加重平均

以上より、フェーズ 2 に対するベースラインとして、上記小規模 CDM 方法論パラグラフ 28 が適用できる。即ち、CGS による発電電力量に、ディーゼル発電機 (200kW 以上) の排出係数 0.8 kg CO₂equ/kWh を乗じたものが適用可能である。従って、フェーズ 2 における排出係数 CEF_{electricity,y} には、この数値を適用することとする。

(2) 電力を系統連系する場合のベースライン（参考）

本プロジェクトでは、「3.1.2 電力供給に関するベースライン」の検討でも触れたとおり、系統連系の実施には様々なバリアが存在するため、実施困難との結論に達している。この結論を導き出すために、本FSでは系統連系した場合の経済性分析およびGHG排出削減効果について検討しており、ここではそれらの検討に適用したベースラインについて説明する。具体的な経済性分析の詳細については「9.4 電力を系統連系する場合の経済分析（参考）」を参照されたい。

さて、地元電力会社が所有する既存電力系統への系統連系を計画する場合、そのベースラインの設定に、実際の電力系統運用に見合った影響範囲内でのCO₂排出原単位を算出し適用する方法が考えられる。特に、本プロジェクトの発電規模は小規模であり、系統運用範囲内でのGHG削減効果と考えることが出来るため、例えばチュメニ州に限定した排出係数を算出しても問題ないと考えられるであろう。

しかしながら本FSでは、最も保守的な排出係数として、ロシアにおける全発電プラントの発電電力量に全発電プラントの排出係数の加重平均を乗じた全電源平均CO₂排出係数をベースラインとする（前項で紹介した小規模CDM方法論パラグラフ29(b)）こととした。本プロジェクトを実施する地域の電源はすべて火力発電所であり、ロシアの全電源平均CO₂排出係数より保守的な数値となり得ないことは明らかである。

また、ロシアでは熱電併給している発電所が多く、火力発電所の燃料消費には熱エネルギー供給に相当する消費量も含まれており、電力の代替効果によるCO₂排出削減量の算定にあたっては、その部分を除いた算出が必要である。

以上より、本FSでは、IEA（International Energy Agency：国際エネルギー機関）の燃料別投入量、ならびに燃料別発電電力量とIPCCインベントリガイドラインの標準的原単位データを基に算出された、JEMA（社団法人 日本電気工業会）の報告書⁸の値を引用し、系統連系の場合のベースラインには、最新の2000年度全電源平均CO₂排出係数0.442kg-CO₂/kWhを適用することとする。

表 3.3.2 ロシアCO₂排出原単位 (kg-CO₂/kWh)

発電端CO ₂ 排出原単位	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
火力合計	0.581	0.641	0.446	0.438	0.465	0.466	0.538	0.521	0.528	0.541	0.543
総合	0.425	0.462	0.316	0.303	0.319	0.316	0.370	0.354	0.359	0.359	0.359
受電端CO ₂ 排出原単位	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
火力合計	0.682	0.748	0.527	0.522	0.559	0.557	0.649	0.630	0.653	0.668	0.670
総合	0.498	0.540	0.373	0.361	0.383	0.378	0.446	0.428	0.443	0.443	0.442

⁸ 「各国における発電部門CO₂排出原単位の推計調査報告書-Ver.2(2004.3Revised)-」

(3) 化石燃料炊きボイラの代替（フェーズ3）に対するベースライン

本プロジェクト活動によって、処分場内の化石燃料炊きボイラの利用を代替する部分（フェーズ3）には、小規模 CDM 方法論の中の「TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.C. Thermal energy for the user」が該当する。これには以下のような内容が記載されている。

技術/手段：パラグラフ 1

このカテゴリーには個々の住宅やユーザーに熱エネルギーを供給し、化石燃料や再生可能ではないバイオマス資源を代替する再生可能エネルギー技術を含む。（中略）バイオマスを基本としたオンサイト熱電供給コジェネレーションシステムはこのカテゴリーに含まれる。

技術/手段：パラグラフ 2

メーカーによって特定される発電容量は 15MW 未満でなくてはならない。本カテゴリーに該当するコジェネレーションシステムの容量は、全てのエネルギー形態の合計が 45MW を超えてはならない。

ベースライン：パラグラフ 4

化石燃料利用技術を代替する再生可能エネルギー利用技術には、当該プロジェクト活動が実施されなかった場合に使用されたとであろう燃料消費量にその代替される化石燃料の排出係数を乗じたものがベースラインとなる。化石燃料の排出係数には IPCC のデフォルト値が利用可能である。

以上より、フェーズ3に適用できるベースラインは、CGS による熱エネルギー供給量に、化石燃料炊きボイラの排出係数を乗じたものを適用することになる。

ボイラの排出係数は単位出力当たりの燃料消費量に固有の排出係数および炭素の酸化比率係数を乗じたものとなるが、ここで問題となるのはボイラ効率である。しかしながら、小規模 CDM 方法論にはボイラの排出係数についての記述がない。そこで、考えられる最も保守的なボイラ効率として、100%効率を想定し、ボイラの排出係数を算出することとする。

また、IPCC によるディーゼル燃料に対するデフォルト値は以下の通りである。

- ディーゼル燃料の排出係数：20.2 tC/TJ
- ディーゼル燃料の酸化比率係数：0.99

以上より、化石燃料炊きボイラの排出係数 $CEF_{thermal,y}$ は、

$$20.2 \text{ (kgC/GJ)} * 10^{-6} * 3600 * 44 / 12 * 0.99 / 100\% = 0.2640 \text{ kg CO}_2\text{equ/kWh}$$

となる。本プロジェクトにおけるフェーズ 3 での排出係数 $CEF_{thermal,y}$ にはこの値を適用することとする。(これよりも保守的な排出係数は存在しない。)

3.4 リークージの検証

3.4.1 ベースライン方法論 ACM0001 におけるリークージ

ベースライン方法論 ACM0001 の Leakage の項には以下の内容が記載されている。

「No leakage effects need to be accounted under this methodology.」

つまり、この方法論 ACM0001 にはリークージを考慮する必要はないとされており、この記載内容に従い、本プロジェクトのフェーズ 1 に関しては、リークージを無視することができるものとする。

3.4.2 小規模 CDM 方法論におけるリークージ

小規模 CDM 方法論の上記 I.C.および I.D.における Leakage の項には全く同一の以下の内容が記載されている。

「If the renewable energy technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.」

つまり、この方法論では、他の活動において使用されていた再生可能エネルギー利用技術を当該プロジェクトに移転する場合、リークージの計算が必要となっている。一方、本プロジェクトでは、再生可能エネルギー利用技術、つまり LFG 回収システムや CGS を新設する計画である。従って、この小規模方法論のリークージに記載の内容に従い、本プロジェクトフェーズ 2、3 に関しても、リークージを無視できるものとする。

3.5 プロジェクトバウンダリー

本プロジェクトの主な地理上の舞台は、ポリゴン社によって新たに建設された埋立処分場である。この処分場で発生する LFG（主成分メタンガス）の量は、プロジェクト実施者の管理が及ぶものであり、顕著であり、その JI プロジェクト活動に原因を帰することが妥当な、GHG 排出源からの人為的な排出量であると言える。

一方、処分場構内で使用される化石燃料焚きのディーゼルエンジン発電機、化石燃料焚きのボイラによる GHG の排出量についても、本プロジェクト活動によって影響が及ぶものであり、顕著であり、その JI プロジェクト活動に原因を期することが妥当な、人為的な排出量であると言える。

従って、本プロジェクトバウンダリー内には、ポリゴン社処分場および処分場に設置されるディーゼル発電機、化石燃料炊きボイラ、またプロジェクト活動によって導入される LFG 回収システム（LFG 回収配管、ブロアー等）、CGS、フレアスタックおよび配電線、熱供給配管等が含まれる。

本プロジェクト活動によって、当該処分場から回収される LFG（メタンガス）が回収され、フレアスタックおよび CGS によって燃焼破壊されるとともに、CGS によって発生する電力と熱エネルギーはプロジェクト活動に必要な所要電力および熱エネルギーを差し引いた量が、ポリゴン社処分場に供給される。これによって、ディーゼルエンジン発電機、化石燃料炊きボイラの一部あるいは全部が代替され、二酸化炭素の排出が抑制される。

本プロジェクトによって生産される電力および熱エネルギーは、プロジェクトにおいて設立される SPC（Special Purpose Company）とポリゴン社処分場との契約に基づき適切に供給される。基本的には、CGS の稼働率を可能な限り高く運転することによって生産されるエネルギーをポリゴン社処分場に供給し、不足分をポリゴン社が保有するディーゼル発電機およびボイラで賄うことを想定している。

以上を図 3.5.1 にまとめる。

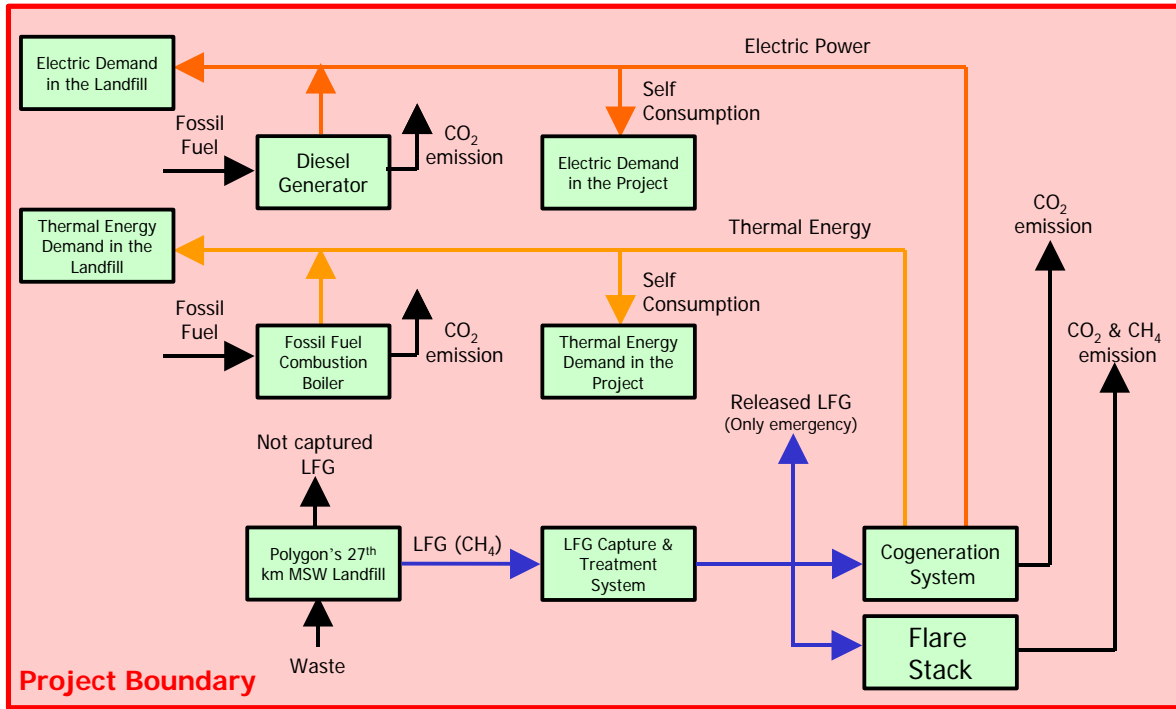


図 3.5.1 プロジェクトバウンダリー

3.6 メタンガス発生量予測

ここでは、ポリゴン社処分場において今後発生する LFG 中のメタンガスの量を予測する。この LFG (メタン) 発生量の予測には、LFG 発生源である廃棄物の処分量に関して、信頼できる方法による保守的な数値が必要であるが、ポリゴン社処分場は 2004 年 9 月に運用を開始したばかりであり、今後の廃棄物処分量の予測が重要なポイントとなる。

従って、まずポリゴン社処分場において搬入・処分される廃棄物処分量をその発生場所毎に予測し、その後 LFG (メタン) 発生量予測式および予測モデルとパラメータについて検討し、最終的にメタンガス発生量を試算することとする。

3.6.1 廃棄物処分量予測

(1) スルグート市からの一般廃棄物

ポリゴン社によって新たに建設された処分場は、これまでのスルグート市営処分場に代わりスルグート市から発生する廃棄物を処理する能力を有し、かつスルグートの周辺環境に優しい処分場として、今後有望な処分場であると言える。

従って、スルグート市営処分場が閉鎖された場合は、スルグート市から発生する一般廃棄物のほとんどがポリゴン社処分場によって埋立処分されることになると考えられる。(実際、ポリゴン社処分場の設計では、将来スルグート市において発生する廃棄物のほぼ 100% を処分する計画になっている。)

しかしながら、現時点では市営処分場が完全に閉鎖された訳ではなく、スルグート市から発生する廃棄物が全量ポリゴン社処分場において処分されると考えることは過大評価となり得ることから、プロジェクト設計段階における試算では、より保守的な数値を採用することとする。即ち、市営処分場が満杯になると考えられる 2006 年よりスルグート市の廃棄物の受入が開始され、初年度の埋立量はスルグート市の廃棄物の 10%、それ以降処分量は毎年 10% ずつ増加し、最終的に 50% までを処理すると想定する。現地調査の結果、将来市営処分場が閉鎖される可能性は高いと考えられるが、現時点では市営処分場とポリゴン処分場が処分量を折半すると考えるのが保守的であろう。

スルグート市における一般廃棄物発生量は表 2.4.1 に示した通りであり、この数値と上記仮定に基づきスルグート市からの一般廃棄物処分量を試算する。

(2)スルゲート地区からの一般廃棄物

ポリゴン社処分場周辺には、スルゲート市外であり且つスルゲート地区に属する村落が3カ所存在し、ポリゴン社では、スルゲート市内で発生する一般廃棄物に加え、この3つの村落から発生する一般廃棄物を収集し、埋立処分する計画である。

スルゲート自治体の情報では、このスルゲート地区に属する3つの村落における人口は、スルゲート市の人口の15%に相当し、住民の生活形態はスルゲート市の生活形態とほとんど変わらないことから、スルゲート地区の村落より発生する廃棄物量はスルゲート市での発生量の15%と考えることが可能である。また、スルゲート地区からの一般廃棄物の受入は、スルゲート市からの廃棄物と同様に、2006年より開始され、毎年10%ずつ増加し、最終的に50%まで処分すると想定する。つまり、スルゲート市からの廃棄物処分量に対し、15%相当量が毎年スルゲート地区から搬入され処分されると考える。

(3)スルゲート周辺の企業からの廃棄物

ポリゴン社では2004年9月より既に、スルゲートの企業から発生する廃棄物の埋立処分を開始している。ポリゴン社は約20社程度に及ぶ企業と契約を締結しており、その契約処分量に基づき処分を実施している。2004年9月から2004年12月までの初回契約を交わした企業は、2005年も引き続き廃棄物処理契約を更改している。

ポリゴン社と契約企業との2004年の4ヶ月間における契約処分量は、合計で81,090m³(72,980ton)となっており、このうち約30%はリサイクル処理され、70%が埋め立てられている。また、契約処分量の約20%はスルゲートにて発生する一般廃棄物と同等の組成からなる廃棄物であり、他と同様にLFGが発生する。

ポリゴン社は今後も契約企業数を伸ばしていきたいと考えており、2005年以降の契約口数および契約処分量は、初年度の4ヶ月間のみの契約処分量よりも当然多くなるはずである。しかしながら本FSでは、試算を保守的なものとするために、企業からの廃棄物量については、上記4ヶ月における契約実績のみを考慮することとする。即ち、企業ゴミの埋立処分量は51,086ton/年一定とし、これに含まれる一般廃棄物量は14,596ton/年で一定と仮定する。

以上の保守的考え方に基づき、ポリゴン社の処分場にて処分される廃棄物量の試算結果を表3.6.1に示す。

表 3.6.1 当該処分場における廃棄物処分量予測結果

	(a) スルゲート市 一般廃棄物 発生量 ton/年	(b) スルゲート市 一般廃棄物 処分割合 %	(c) スルゲート市 一般廃棄物 処分量 (a) * (b) ton/年	(d) スルゲート地区 一般廃棄物 処分量 (c) * 15% ton/年	(e) 企業からの 廃棄物埋立量 ton/年	(f) (e)に含まれる 一般廃棄物 処分量 ton/年	(g) 一般廃棄物 処分量合計 (c) + (d) + (f) ton/年	(h) 廃棄物埋立量 合計 (c) + (d) + (e) ton/年	(I) 廃棄物埋立量 累計 ton
2004	92,308	0%	0	0	51,086	14,596	14,596	51,086	51,086
2005	92,932	0%	0	0	51,086	14,596	14,596	51,086	102,172
2006	93,537	10%	9,354	1,403	51,086	14,596	25,353	61,843	164,015
2007	94,120	20%	18,824	2,824	51,086	14,596	36,244	72,734	236,748
2008	94,681	30%	28,404	4,261	51,086	14,596	47,261	83,751	320,499
2009	95,221	40%	38,089	5,713	51,086	14,596	58,398	94,888	415,387
2010	95,739	50%	47,870	7,180	51,086	14,596	69,646	106,136	521,523
2011	96,235	50%	48,117	7,218	51,086	14,596	69,931	106,421	627,944
2012	96,708	50%	48,354	7,253	51,086	14,596	70,203	106,693	734,637
2013	97,157	50%	48,579	7,287	51,086	14,596	70,462	106,952	841,589
2014	97,584	50%	48,792	7,319	51,086	14,596	70,707	107,197	948,785
2015	97,986	50%	48,993	7,349	51,086	14,596	70,938	107,428	1,056,214
2016	98,365	50%	49,182	7,377	51,086	14,596	71,156	107,646	1,163,859
2017	98,719	50%	49,359	7,404	51,086	14,596	71,359	107,849	1,271,708
2018	99,048	50%	49,524	7,429	51,086	14,596	71,548	108,038	1,379,747
2019	99,352	50%	49,676	7,451	51,086	14,596	71,723	108,213	1,487,960
2020	99,630	50%	49,815	7,472	51,086	14,596	71,883	108,373	1,596,333
2021	99,883	50%	49,941	7,491	51,086	14,596	72,029	108,519	1,704,852
2022	100,109	50%	50,055	7,508	51,086	14,596	72,159	108,649	1,813,501
2023	100,309	50%	50,155	7,523	51,086	14,596	72,274	108,764	1,922,264
2024	101,754	50%	50,877	7,632	51,086	14,596	73,105	109,595	2,031,859
2025	103,208	50%	51,604	7,741	51,086	14,596	73,941	110,431	2,142,290
2026	104,672	50%	52,336	7,850	51,086	14,596	74,782	111,272	2,253,562
2027	106,144	50%	53,072	7,961	51,086	14,596	75,629	112,119	2,365,681
2028	107,626	50%	53,813	8,072	51,086	14,596	76,481	112,971	2,478,651

3.6.2 一般廃棄物の組成

スルグートにおける一般廃棄物の組成に関する調査結果を下表に示す。本FSにおけるメタンガス発生量試算には、このデータを使用する。

表 3.6.2 スルグートの一般廃棄物組成

廃棄物組成	質量割合 %	水分含有率 %
食品廃棄物	31.5	60.0
紙、段ボール	27.1	60.0
木質廃棄物	10.5	28.1
鉄および非鉄金属	5.6	0.0
繊維廃棄物	4.4	32.2
骨	1.3	5.6
ガラス類	4.5	0.0
皮、ゴム	2.5	20.0
石、砂利類	1.8	16.7
プラスチック廃棄物	3.1	0.0
その他	1.5	33.4
微細物(<15mm)	6.2	29.0
合計	100.0	42.7

3.6.3 メタンガス発生量予測式

本 FS においては、処分場に埋め立てられる廃棄物は年々変化することから、LFG（メタン）発生量を予測する手段として、IPCC のガイドライン（Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE）に示された First Order Decay Model（ガイドラインの中の式-3 に相当）の発展形（ガイドラインの中の Equation-4 と Equation-5 に相当）を使用する。以下にその数式を示す。

$$Q_y = Q_{y,x} = (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) \dots \dots \dots \text{ (式 7)}$$

（注：上式において $Q_{y,x}$ は、x について積算するものである）

ここで、

- Q_y : 現在y年に発生するメタンガス発生量 (m^3CH_4/y)
- $Q_{y,x}$: x年に搬入された廃棄物によって現在y年に発生するメタンガス発生量(m^3CH_4/y)
- x : 廃棄物の搬入があった年 (y)
- R_x : x年に搬入された廃棄物量 (Mg/y)
- y : 現在の年 (y)
- L_0 : 潜在的メタンガス発生量 (m^3CH_4/Mg Mgは廃棄物量)
- k : メタンガス発生率 (1/y)

また、式 7 により計算されるメタンガス発生量のうち、本プロジェクトによって回収されるメタンガス回収量については以下の式を用いて算出する。

$$Q_{\text{capture},y} = EqC_y * Q_y \dots \dots \dots \text{ (式 8)}$$

$$M_{\text{capture},y} = Q_{\text{capture},y} * D_{CH_4,y} \dots \dots \dots \text{ (式 9)}$$

ここで、

- $Q_{\text{capture},y}$: メタンガス回収容量 ($m^3 CH_4/y$)
- EqC_y : メタンガス回収効率 (-)
- $M_{\text{capture},y}$: メタンガス回収重量 (tCH_4/y)

本プロジェクトでは、メタンガス発生量予測の正確さを求めるために、現地専門家の意見を参考にしながら、廃棄物をその有機成分に起因する分解度合いに応じて4つのカテゴリーに分け、それぞれのカテゴリーで個別の L_0 、 k 値を採用した発生ガス量の計算を実施し、最後に全カテゴリーのガス量を合算する方法を採用した。以下に式7～式9における各パラメータについて具体的に説明する。

x (廃棄物の搬入があった年):

処分場が運用開始された2004年とする。

y (現在の年):

プロジェクトが開始される2008年から20年間の各年とする。

R_x (x年に搬入された一般廃棄物量):

本プロジェクトでは、LFGの発生量を予測する手法として、式7に示されたFirst Order Decay Modelを使用している。つまり、このメタンガス発生量予測において、最も重要なパラメータとなるのは、この一般廃棄物処分量 R_x であり、過去、現在、未来にわたって、処分場に持ち込まれた、持ち込まれている、持ち込まれるであろう一般廃棄物量 R_x の実績、予測値が必要である。

「3.6.1. 廃棄物処分量予測」で示したとおり、当該処分場に持ち込まれる廃棄物には、スルグート市およびスルグート地区の一般廃棄物とスルグートの企業からの産業廃棄物（これには市からの一般廃棄物と同等の廃棄物が含まれる）があり、本パラメータには表3.6.1に示された試算結果(g)列の値を採用することとする。

k (メタンガス発生率):

このパラメータは処分場の環境条件によって決まるものであり、処分場周辺の気候や廃棄物の湿度によって様々に変化する。本FSではこのパラメータを適切に選定するため、いくつかのオプションを検討し、最終的に4カテゴリーモデルにおいて推奨される k 値を採用することとしている。

詳細は次項「3.6.4 メタンガス発生率 k の検討」を参照のこと。

L_0 (潜在的メタンガス発生量):

このパラメータは廃棄物の組成に依存する。本FSでは上記4カテゴリーモデルにおける各カテゴリー別の L_0 を算出している。

詳細は次項「3.6.5 潜在的メタンガス発生量 L_0 の検討」を参照のこと。

EqC_y (メタンガス回収効率):

メタンガス回収効率は、処分場のコンディションや LFG 回収システムの性能により決定されるものであり、埋立高さ（埋立量）によっても大きな影響を受ける。従って、この回収効率の保守的な想定が非常に重要である。

現地専門家からの最終レポートでは、廃棄物埋立総量とメタンガス回収効率の値が紹介されている。この中では、処分場における埋立が完了し、最終的に最上層部に隔離シートを敷設することによって、回収効率 80%という飛躍的な効率が実現するとの見解がなされている。⁹

しかしながら、この数値は他の類似プロジェクトにおける最終回収効率（概ね 60%前後）に比べ相対的に高い効率であると言える。

従って、回収効率の検討に当たっては、まず隔離シートによって飛躍的に向上する回収効率を除外した上で、廃棄物埋立総量に対するメタンガス回収効率をグラフ上にプロットし、このプロットよりも下を描くような曲線で且つ最終的に 60%の回収率となるような近似曲線を求めた。下図に廃棄物埋立総量と LFG 回収効率の関係を示す。

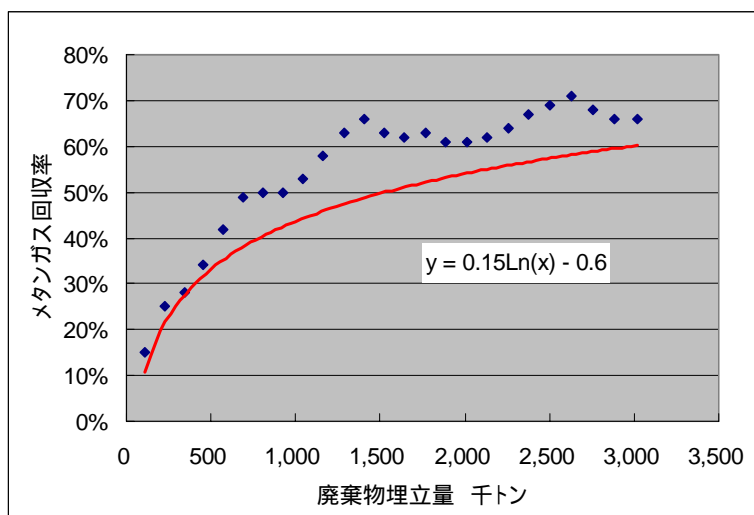


図 3.6.1 廃棄物埋立量と LFG 回収効率の関係

以上より、本 FS における各時点での回収効率は、

$$EqC_y = 0.15 * \ln(R_{x0}) - 0.6 \dots\dots\dots (式 10)$$

を用いることにより算定するものとする。

この式において、R_{x0}はポリゴン社処分場にて処分される廃棄物全量を示し、表 3.6.1 に示された試算結果(h)列の値を採用することとする。

⁹ JSC Hallurgy, Russia, Perm, SEC Biomass, Ukraine, Kiev, the Final Report regarding Surgut Landfill Gas Utilization Project, 2004/11

3.6.4 メタンガス発生率 k の検討

このパラメータは処分場の環境条件によって決まるものであり、処分場周辺の気候や廃棄物の湿度によって様々に変化する。本 FS ではこのパラメータを適切に選定するため、以下のとおりいくつかのオプションを検討した。

(1) IPCC ガイドライン

IPCC ガイドラインには、具体的にメタンガス発生率 k を推奨する記述がないが、0.005 ~ 0.4(1/year)程度の範囲になると記載されている。しかしながら、現地ポリゴン処分場に適切な k 値をこの範囲から適当に選定するのは困難である。

(2) USEPA (米国環境保護局) による推奨値

USEPA では、k の値を 0.003 ~ 0.21(1/year)の範囲で推奨している。また、IPCC ガイドラインにおける First Order Decay Model (Equation 3)を用いる場合には、標準値 0.05 (1/year)、温暖気候では 0.04 (1/year)、年間降雨量 635mm 以下の乾燥気候では 0.02 (1/year)を使用することを推奨している。

しかしながら、この推奨値は IPCC ガイドラインの Equation3 を用いる場合に限定され、しかもローカルの気候や廃棄物の特徴を考慮されていないため、本 FS における採用値として適切ではないと考えられる。

(3) 英国環境局による 4 カテゴリーモデル¹⁰

廃棄物をその分解速度により 4 つのカテゴリー（カテゴリー 1：容分解性、カテゴリー 2：中程度分解性、カテゴリー 3：低分解性、カテゴリー 4：不活性）に分類し、各カテゴリーに対応するメタンガス発生率 k を使用する方法が 1990 年に英国環境局によって開発された。その後、より現実に則した k 値とするために、1999 年および 2002 年に 2 回にわたり見直されており、現在ではこの最終的に推奨された k 値が、欧州および旧 CIS 諸国において広く受け入れられている。このパラメータは英国の多くの埋立処分場における平均データをもとに決定されている。

表 3.6.3 英国環境局によるメタン発生率 k の推奨値

	カテゴリー	カテゴリー	カテゴリー	カテゴリー
Manley et al. (1990)	0.69	0.14	0.05	0
Brown. Etal. (1999)	0.185	0.10	0.05	0
GasSim (2002)	0.116	0.076	0.046	0

¹⁰ 出典：Methane Emissions from Landfill Sites in the UK Final Report (Land Quality Management Ltd.)

また、GasSim (2002)は上記に加え、埋立処分場の廃棄物水分含有量に応じて異なる k 値を推奨している。

表 3.6.4 廃棄物水分含有量別メタン発生率 k

水分含有量 (Vol %)	カテゴリ	カテゴリ	カテゴリ	カテゴリ
30 未満	0.076	0.046	0.013	0
30 以上 60 未満	0.116	0.076	0.046	0
60 以上	0.694	0.116	0.076	0

ロシアの現地専門家によるレポートにおいても、上表の水分含有率 30 – 60 における k 値を推奨しており、現在の所、本 FS にはこれが最も信頼できる値であると考えられる。

以上の検討により、本FSではLFG (メタン) 発生量予測において、4 カテゴリーモデルを使用し、各カテゴリにおけるk値として、 $k_1 = 0.116$ 、 $k_2 = 0.076$ 、 $k_3 = 0.046$ 、 $k_4 = 0$ を採用することとする。

3.6.5 潜在的メタンガス発生量 L_0 の検討

IPCCガイドラインでは、 L_0 の算定式は以下のようにになっている。

$$L_0 = MCF * DOC * DOC_F * w_{CH_4} * 16/12 * (1 - OX)/D_{CH_4} \dots \dots \dots (式 11)$$

ここで、

L_0 : 潜在的メタンガス発生量 (m^3CH_4/Mg Mgは廃棄物量)

MCF : メタンガス補正率

DOC : 分解可能有機炭素比率

DOC_F : DOCのLFG変換比率

w_{CH_4} : LFG中のメタンガス含有率 (0.5)

16/12 : 炭素からメタンへの換算係数

OX : 酸化率 (IPCC デフォルト値 : 0)

D_{CH_4} : メタンガス比重 (0.0007168ton/Nm³)

上式 11 によって L_0 を算出するためには、MCF、DOC、 DOC_F を具体的に決定する必要があるため、以下にその決定方法について述べる。

(1) メタンガス補正率 MCF

IPCC ガイドラインにおいて、埋立処分場の分類に応じたメタンガス補正率の推奨値が与えられている。

表 3.6.5 埋立処分場分類によるメタンガス補正率 MCF

処分場分類	メタンガス補正率 MCF
衛生管理型	1.0
非管理（埋立深さ 5m 以上）	0.8
非管理（埋立深さ 5m 未満）	0.4
デフォルト値（上記に該当しない処分場）	0.6

ポリゴン社処分場は、衛生管理型処分場であるため、上表にもとづき、MCF の値として 1.0 を適用することとする。

(2) 分解可能有機炭素比率DOCおよびDOCのLFG変換比率DOC_F

IPCC ガイドラインにおけるデフォルト値

IPCCのガイドラインでは、TABLE6-1 にロシアにおけるDOCのデフォルト値 0.17 が紹介されている。また、DOC_Fについても、処分場の埋立廃棄物中の温度を 35 一定で、外気温を考慮しない場合の推奨値として 0.77 が記載されている。しかしながら、これらのデフォルト値は埋め立てられる廃棄物の組成を十分反映したものではなく、適用するのは不適切だと考えられる。

ちなみに、これらの数値によりL₀を算出すると、121.74 m³CH₄/Mg MSWとなり、比較的大きな数値となるため、これを採用することはメタンガス発生量を過大評価することになると考えられる。

IPCC ガイドライン Equation2 による算定

上記に加え、IPCC ガイドラインでは、Equation2 として、主な廃棄物の種類に応じた DOC の算出方法が示されている。Equation2 を以下に示す。

$$\text{DOC} = 0.4 * A + 0.17 * B + 0.15 * C + 0.30 * D \dots\dots\dots \text{(式 12)}$$

ここで、

- A：一般廃棄物中の紙・繊維廃棄物の割合
- B：一般廃棄物中の庭園、公園の廃棄物および食品以外の有機廃棄物の割合
- C：一般廃棄物中の食品廃棄物の割合
- D：一般廃棄物中の木質廃棄物の割合

この式 12 に基づいて、「3.6.2 一般廃棄物の組成」表 3.6.2 で既に示した現地スルグートにおける一般廃棄物の組成を使用し、DOC を算出した結果を表 3.6.6 に示す。

表 3.6.6 IPCC ガイドライン Equation2 による DOC 算出結果

廃棄物組成	質量割合 %	水分含有率 %	成分コード	含有炭素割合 %	DOC
食品廃棄物	31.50	60.0	C	15	0.019
紙、段ボール	27.05	60.0	A	40	0.043
木質廃棄物	10.52	28.1	D	30	0.023
鉄および非鉄金属	5.55	0.0			0.000
繊維廃棄物	4.39	32.2	A	40	0.012
骨	1.31	5.6	B	17	0.002
ガラス類	4.47	0.0			0.000
皮、ゴム	2.54	20.0	B	17	0.003
石、砂利類	1.75	16.7			0.000
プラスチック廃棄物	3.10	0.0			0.000
その他	1.46	33.4	C	15	0.001
微細物 (<15mm)	6.36	29.0			0.000
合計	100.00	42.7			0.104

このDOC算出結果0.104とDOC_FのIPCCデフォルト値0.77を用いることによって得られるL₀は、74.47 m³CH₄/Mg MSWとなる。この結果は、IPCCのデフォルト値0.17を用いた場合のL₀に対して保守的な数値となっていることがわかる。

4 カテゴリーモデルによる算定

以上のIPCCガイドラインに基づくL₀を採用することも可能であるが、本FSでは更に正確なメタンガス発生量を算出するため、英国環境保護局の提唱する4 カテゴリーモデルに示されているアプローチによってL₀を求めた。

このアプローチでは、まず、メタンの発生に起因する炭素の量が廃棄物中のセルロースおよびヘミセルロース含有量によって定義されており、具体的には、LFGを構成するメタンガスの炭素量のうち91%がこのセルロースとヘミセルロースに起因するとして、以下の式によりDOCを算出することができるとしている。

$$DOC = M * (1 - MC) * (C + HC) * 72/162 / DC \dots \dots \dots (式 13)$$

ここで、

- M : 廃棄物種別毎の質量割合
- MC : 廃棄物種別毎の水分含有率
- C : 廃棄物種別毎のセルロース質量含有率
- HC : 廃棄物種別毎のヘミセルロース質量含有率
- 72/162 : セルロースおよびヘミセルロースから炭素への変換係数
- DC : セルロースおよびヘミセルロース中の炭素のLFG中炭素に占める割合91%

式 13 と現地専門家の調査結果によって算出したDOCおよびDOC_Fを表 3.6.7 に示す。

表 3.6.7 廃棄物種別毎のDOCおよびDOC_F

廃棄物組成	質量割合	水分含有率	セルロース含有率	ヘミセルロース含有率	DOC	DOC _F	DOC * DOC _F
	M %	MC %	C %	HC %			
食品廃棄物	31.50	60.0	55.4	7.2	0.0385	0.6	0.0239
紙、段ボール	27.05	60.0	61.2	9.1	0.0371	0.6	0.0230
木質廃棄物	10.52	28.1	0.7	0.7	0.0005	0.6	0.0003
鉄および非鉄金属	5.55	0.0	0.0	0.0	0.0000	0.0	0.0000
繊維廃棄物	4.39	32.2	20.0	20.0	0.0058	0.5	0.0029
骨	1.31	5.6	25.0	25.0	0.0030	0.5	0.0015
ガラス類	4.47	0.0	0.0	0.0	0.0000	0.0	0.0000
皮、ゴム	2.54	20.0	25.0	25.0	0.0050	0.5	0.0025
石、砂利類	1.75	16.7	0.0	0.0	0.0000	0.0	0.0000
プラスチック廃棄物	3.10	0.0	0.0	0.0	0.0000	0.0	0.0000
その他	1.46	33.4	25.0	25.0	0.0024	0.5	0.0012
微細物(<15mm)	6.36	29.0	25.0	25.0	0.0110	0.5	0.0055
合計	100.00	42.7	37.9	8.6	0.0234	0.503	0.0143

上表におけるそれぞれの廃棄物組成は、更に 4 つのカテゴリーに分類される。これに関しても、現地専門家による調査結果を採用することとする。

下表に各廃棄物組成のカテゴリー分布と質量割合を示す。

表 3.6.8 廃棄物種別毎のカテゴリー分布と質量割合

廃棄物組成	質量割合 M %	カテゴリー分布 %				カテゴリー質量割合 %			
		1	2	3	4	1	2	3	4
食品廃棄物	31.50	100	0	0	0	31.50	0	0	0
紙、段ボール	27.05	0	25	75	0	0	6.76	20.29	0
木質廃棄物	10.52	0	50	50	0	0	5.26	5.26	0
鉄および非鉄金属	5.55	0	0	0	100	0	0	0	5.55
繊維廃棄物	4.39	0	0	100	0	0	0	4.39	0
骨	1.31	0	25	50	25	0	0.33	0.66	0.33
ガラス類	4.47	0	0	0	100	0	0	0	4.47
皮、ゴム	2.54	0	100	0	0	0	2.54	0	0
石、砂利類	1.75	0	0	0	100	0	0	0	1.75
プラスチック廃棄物	3.10	0	0	0	100	0	0	0	3.10
その他	1.46	0	25	25	50	0	0.37	0.37	0.73
微細物(<15mm)	6.36	0	25	25	50	0	1.59	1.59	3.18
合計	100.00					31.50	16.85	32.55	19.11

次に、表 3.6.7 に示されたDOC * DOC_Fの値を表 3.6.8 のカテゴリー分布に基づき振り分ける。この振り分けの際には、カテゴリー 1 に起因するDOCは 0 であるため、カテゴリー 2、3、4 のみによって按分する。この按分結果を次表に示す。

表 3.6.9 廃棄物組成毎のカテゴリー別DOC * DOC_F

廃棄物組成	DOC * DOC _F			
食品廃棄物	0.0239	0	0	0
紙、段ボール	0	0.0057	0.0172	0
木質廃棄物	0	0.0001	0.0001	0
鉄および非鉄金属	0	0	0	0
繊維廃棄物	0	0	0.0029	0
骨	0	0.0005	0.0010	0
ガラス類	0	0	0	0
皮、ゴム	0	0.0025	0	0
石、砂利類	0	0	0	0
プラスチック廃棄物	0	0	0	0
その他	0	0.0006	0.0006	0
微細物(<15mm)	0	0.0028	0.0028	0
合計	0.0239	0.0122	0.0246	0
質量割合 %	31.50	16.85	32.55	19.11
100%換算DOC*DOC _F	0.0758	0.0726	0.0757	0

上表により求められた各カテゴリー別のDOC * DOC_Fと式 11 を用いて、潜在的メタン発生量L₀を算出した。算出結果を表 3.6.10 に示す。

表 3.6.10 4 カテゴリーモデルにおけるカテゴリー別潜在的メタン発生量

	潜在的メタン発生量 (m ³ CH ₄ /Mg)
カテゴリー : L ₀₁	70.52
カテゴリー : L ₀₂	67.48
カテゴリー : L ₀₃	70.38
カテゴリー : L ₀₄	0

この算出結果は、現地スルゲートの廃棄物組成を反映したというだけでなく、他のどの方法で算出されたL₀よりも保守的の数値となっていることが分かる。

従って、本 FS においては、この表に示された数値をメタンガス発生量試算に適用することとする。

3.6.6 カテゴリー別一般廃棄物処分量

ポリゴン処分場において処分される一般廃棄物処分量は既に表 3.6.1 の(g)列に示したとおりであるが、メタンガス発生量予測に 4 カテゴリーモデルを適用するため、一般廃棄物を各カテゴリーに配分した。カテゴリー配分割合は、表 3.6.8 におけるカテゴリー別質量割合の合計欄に示された数値を用いている。この計算結果を下表に示す。

表 3.6.11 カテゴリー別一般廃棄物処分量予測

	一般廃棄物 処分量合計	カテゴリーに 分類される 廃棄物量	カテゴリーに 分類される 廃棄物量	カテゴリーに 分類される 廃棄物量	カテゴリーに 分類される 廃棄物量
	ton/年	31.50% ton/年	16.85% ton/年	32.55% ton/年	19.11% ton/年
2004	14,596	4,598	2,459	4,751	2,789
2005	14,596	4,598	2,459	4,751	2,789
2006	25,353	7,986	4,272	8,252	4,845
2007	36,244	11,417	6,107	11,797	6,926
2008	47,261	14,887	7,963	15,383	9,032
2009	58,398	18,395	9,840	19,009	11,160
2010	69,646	21,939	11,735	22,670	13,309
2011	69,931	22,028	11,783	22,763	13,364
2012	70,203	22,114	11,829	22,851	13,416
2013	70,462	22,195	11,873	22,935	13,465
2014	70,707	22,273	11,914	23,015	13,512
2015	70,938	22,345	11,953	23,090	13,556
2016	71,156	22,414	11,990	23,161	13,598
2017	71,359	22,478	12,024	23,227	13,637
2018	71,548	22,538	12,056	23,289	13,673
2019	71,723	22,593	12,085	23,346	13,706
2020	71,883	22,643	12,112	23,398	13,737
2021	72,029	22,689	12,137	23,445	13,765
2022	72,159	22,730	12,159	23,488	13,790
2023	72,274	22,766	12,178	23,525	13,812
2024	73,105	23,028	12,318	23,796	13,970
2025	73,941	23,291	12,459	24,068	14,130
2026	74,782	23,556	12,601	24,342	14,291
2027	75,629	23,823	12,743	24,617	14,453
2028	76,481	24,091	12,887	24,894	14,615

3.6.7 メタンガスの発生量と回収量試算結果

埋立処分場からのメタンガス発生量予測式(式7)とポリゴン処分場における各カテゴリー別一般廃棄物処分量(表3.6.11)および、これまでに検討してきた4カテゴリーモデルにおけるメタンガス発生率 k および潜在的メタンガス発生量 L_0 によって、カテゴリー別のメタンガス発生量を試算し最終的にこれらを合算し全体のメタンガス発生量合計を算出した。

また、メタンガス発生量合計および、廃棄物埋立累計(表3.6.1(i)列)と式10によって示されたメタンガス回収率計算式に基づき、本プロジェクトにおけるメタンガス回収量を試算した。

次頁以降にカテゴリー に起因するメタンガス発生量を表3.6.12に、カテゴリー に起因するメタンガス発生量を表3.6.13に、またカテゴリー に起因するメタンガス発生量を表3.6.14に示す。当然のことながら、カテゴリー に起因するメタンガスは発生しない。

また、表3.6.15にメタンガス発生量、メタンガス回収率およびメタンガス回収量を示すとともに、図3.6.2にはメタンガス発生量および回収量に関する推移グラフを図示する。

表3.6.12 カテゴリーー に起因するメタンガス発生量試算結果

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
カテゴリーー 発生量	4,099	4,388	7,066	11,817	19,587	18,395	22,346	22,414	22,619	22,638	22,796	23,128	23,281	23,586	24,091		
カテゴリーー以外の発生量	17,311	17,333	129,646	207,349	306,356	422,818	556,962	676,021	782,822	878,278	964,037	1,041,039	1,111,627	1,174,937	1,234,268		
2014年以降の発生量	21,410	21,721	136,712	218,466	325,712	441,413	579,385	698,042	801,101	896,504	975,074	1,056,117	1,134,407	1,208,523	1,278,359		
2015年以降の発生量		17,333	125,380	205,531	307,463	423,483	557,630	677,000	784,000	879,000	965,000	1,042,000	1,113,000	1,177,000	1,236,000		
2016年以降の発生量			118,314	187,147	285,068	391,667	506,667	629,667	760,667	899,667	1,046,667	1,202,667	1,368,667	1,544,667	1,731,667		
2017年以降の発生量				109,831	165,672	247,395	336,018	431,637	534,256	644,875	769,494	908,113	1,060,732	1,227,351	1,408,970		
2018年以降の発生量					106,844	152,685	228,526	304,367	380,208	466,049	561,890	667,731	783,572	909,413	1,045,254		
2019年以降の発生量						106,844	152,685	228,526	304,367	380,208	466,049	561,890	667,731	783,572	909,413		
2020年以降の発生量							106,844	152,685	228,526	304,367	380,208	466,049	561,890	667,731	783,572		
2021年以降の発生量								106,844	152,685	228,526	304,367	380,208	466,049	561,890	667,731		
2022年以降の発生量									106,844	152,685	228,526	304,367	380,208	466,049	561,890		
2023年以降の発生量										106,844	152,685	228,526	304,367	380,208	466,049		
2024年以降の発生量											106,844	152,685	228,526	304,367	380,208		
2025年以降の発生量												106,844	152,685	228,526	304,367		
2026年以降の発生量													106,844	152,685	228,526		
2027年以降の発生量														106,844	152,685		
2028年以降の発生量															106,844		
2029年以降の発生量																106,844	
2030年以降の発生量																	106,844

表3.6.13 カテゴリーー に起因するメタンガス発生量試算結果

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
カテゴリーー 発生量	5,489	2,488	4,272	6,137	7,364	8,346	11,733	11,829	11,873	12,018	12,119	12,218	12,316	12,414	12,512	
カテゴリーー以外のメタンガス発生量	12,813	14,203	44,431	72,329	139,536	192,598	248,576	292,837	328,234	363,532	398,734	433,936	469,138	504,340	539,542	
2014年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量	12,813	11,680	10,836	10,042	9,267	8,492	7,718	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	
2015年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量		12,813	11,680	10,836	10,042	9,267	8,492	7,718	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	
2016年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量			21,269	20,366	19,316	17,442	16,166	14,982	13,870	12,871	11,920	11,016	10,154	9,332	8,550	
2017年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量				31,326	29,829	28,303	24,820	21,419	18,081	14,802	11,586	8,447	5,467	2,657	0	
2018年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量					40,644	37,852	35,362	32,254	30,126	28,000	19,100	17,702	16,407	15,206	14,081	
2019年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量						92,460	84,271	43,340	40,176	37,226	34,311	31,401	28,494	27,475	26,464	
2020年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量							86,035	55,730	51,898	47,915	44,626	41,136	38,146	35,267	32,707	
2021年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量								60,421	50,036	41,200	34,411	28,481	23,491	19,441	16,000	
2022年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量									60,086	50,228	42,111	34,506	27,657	22,057	17,362	
2023年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量										60,688	50,425	42,702	34,832	27,671	22,071	
2024年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量											61,120	51,400	43,471	34,944	27,684	
2025年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量												61,301	51,615	43,622	35,033	
2026年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量													61,488	51,808	43,811	
2027年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量														61,666	52,000	
2028年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量															61,772	
2029年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																61,878
2030年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																61,984
2031年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,090
2032年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,196
2033年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,302
2034年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,408
2035年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,514
2036年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,620
2037年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,726
2038年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,832
2039年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																62,938
2040年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,044
2041年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,150
2042年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,256
2043年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,362
2044年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,468
2045年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,574
2046年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,680
2047年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,786
2048年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																63,892
2049年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,000
2050年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,108
2051年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,216
2052年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,324
2053年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,432
2054年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,540
2055年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,648
2056年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,756
2057年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,864
2058年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																64,972
2059年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,080
2060年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,188
2061年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,296
2062年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,404
2063年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,512
2064年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,620
2065年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,728
2066年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,836
2067年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																65,944
2068年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,052
2069年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,160
2070年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,268
2071年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,376
2072年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,484
2073年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,592
2074年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,700
2075年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,808
2076年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																66,916
2077年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,024
2078年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,132
2079年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,240
2080年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,348
2081年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,456
2082年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,564
2083年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,672
2084年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,780
2085年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,888
2086年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																67,996
2087年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,104
2088年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,212
2089年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,320
2090年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,428
2091年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,536
2092年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,644
2093年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,752
2094年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,860
2095年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																68,968
2096年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																69,076
2097年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																69,184
2098年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																69,292
2099年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																69,400
2100年度までのカテゴリーーによるメタンガス発生量																69,508

表3.6.14 カテゴリー に起因するメタンガス発生量試算結果

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028									
カテゴリー別 発生量	6,731	8,262	11,737	15,304	19,006	22,819	27,763	33,060	38,744	44,800	51,235	58,060	65,286	72,912	80,940									
カテゴリー別メタンガス発生量	15,301	19,027	25,826	34,277	44,006	55,026	67,359	81,000	96,000	112,400	130,200	149,500	170,400	192,900	227,200									
2014年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量	15,301	14,026	13,298	12,796	12,279	11,672	11,147	10,646	10,167	9,716	9,273	8,849	8,436	8,031	7,634									
2015年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量	15,301	14,060	14,026	13,298	12,796	12,271	11,747	11,247	10,766	10,305	9,864	9,441	9,036	8,649	8,278									
2016年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量		28,277	26,518	24,201	22,277	20,727	19,362	18,089	16,894	15,769	14,704	13,699	12,754	11,869	11,044									
2017年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量			38,134	36,479	34,327	31,770	30,346	28,962	27,617	26,312	25,047	23,822	22,637	21,492	20,387									
2018年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量				49,004	47,585	45,426	43,384	41,434	39,571	37,792	36,087	34,447	32,862	31,333	29,859									
2019年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量					61,540	59,773	58,131	56,610	55,207	53,914	52,731	51,658	50,695	49,844	49,105									
2020年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量						73,383	70,884	68,542	66,357	64,328	62,454	60,735	59,166	57,747	56,468									
2021年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量							73,883	70,386	67,216	64,266	61,436	58,725	56,134	53,663	51,312									
2022年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量								73,386	70,054	67,047	64,266	61,614	59,093	56,702	54,441									
2023年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量									74,262	70,914	67,726	64,691	61,773	58,968	56,294									
2024年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量										74,911	71,561	68,320	65,188	62,165	59,251									
2025年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量											74,705	71,354	68,113	64,981	61,960									
2026年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量												74,666	71,315	68,066	64,934									
2027年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量													74,616	71,266	68,014									
2028年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量														74,565	71,163									
2029年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量															74,514									
2030年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																74,463								
2031年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																	74,412							
2032年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																		74,361						
2033年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																			74,310					
2034年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																				74,259				
2035年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																					74,208			
2036年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																						74,157		
2037年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																							74,106	
2038年度まで7%削減率に達するメタンガス発生量																								74,055

表 3.6.15 メタンガス回収率と回収量試算結果

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
メタンガス発生量	Nm ³	65,606	125,478	228,514	371,587	551,835	766,641	1,013,602	1,240,763	1,449,943	1,642,776	1,820,732	1,985,131	2,137,161
カテゴリー	Nm ³	37,611	71,103	128,645	207,948	306,955	423,816	556,862	676,071	782,923	878,739	964,693	1,041,829	1,111,077
カテゴリー	Nm ³	12,613	24,303	44,433	72,501	108,036	150,594	199,758	245,570	288,264	328,057	365,150	399,728	431,964
カテゴリー	Nm ³	15,381	30,071	55,436	91,137	136,844	192,231	256,982	319,122	378,755	435,980	490,890	543,575	594,121
メタンガス回収率	%	0%	0%	0%	0%	27%	30%	34%	37%	39%	41%	43%	44%	46%
メタンガス回収量合計	Nm ³	0	0	0	0	146,503	233,352	343,118	454,576	565,343	674,022	779,780	882,128	980,797
"	ton	0	0	0	0	105	167	246	326	405	483	559	632	703

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
メタンガス発生量	Nm ³	2,277,889	2,408,278	2,529,192	2,641,412	2,745,640	2,842,508	2,932,590	3,019,685	3,104,067	3,185,982	3,265,654	3,343,287
カテゴリー	Nm ³	1,173,265	1,229,130	1,279,326	1,324,437	1,364,982	1,401,422	1,434,167	1,465,466	1,495,492	1,524,398	1,552,319	1,579,378
カテゴリー	Nm ³	462,016	490,032	516,149	540,494	563,182	584,322	604,014	622,984	641,287	658,979	676,107	692,717
カテゴリー	Nm ³	642,608	689,116	733,717	776,481	817,476	856,764	894,408	931,235	967,287	1,002,606	1,037,228	1,071,192
メタンガス回収率	0	47%	48%	50%	51%	52%	53%	53%	54%	55%	56%	57%	57%
メタンガス回収量合計	Nm ³	1,075,661	1,166,688	1,253,910	1,337,401	1,417,260	1,493,604	1,566,559	1,638,199	1,708,619	1,777,908	1,846,152	1,913,434
"	ton	771	836	899	959	1,016	1,071	1,123	1,174	1,225	1,274	1,323	1,372

注：表中メタンガス回収量（ton）の計算には、メタンガスの比重 0.7168kg/Nm³（標準状態）を使用

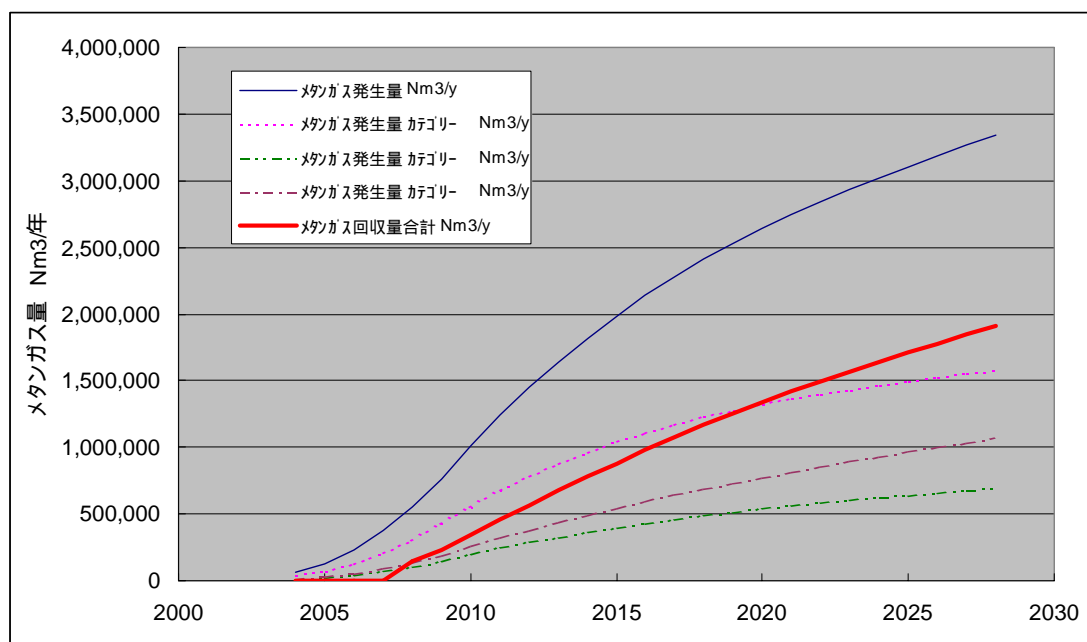


図 3.6.2 メタンガス発生量および回収量推移

第4章 プロジェクト実施計画

4.1 実施範囲

4.1.1 日本側実施範囲

日本側参加者の主な役割は、本 JI プロジェクトの形成および管理になると考えられる。つまり、本プロジェクトを JI プロジェクトとして実施するために必要な事項を主に負担することとなる。これには資金面も含め、以下のような役割が想定される。

- JI プロジェクト実施準備・実施計画
- JI プロジェクト実施のための書類・データ整備
- PDD (Project Design Document) 作成、適格性審査の受審
- モニタリング計画・実施管理
- SPC への出資
- 炭素クレジットへの投資

ロシアは先般(2004年11月)に京都議定書に批准したばかりであり、ロシア側の主たる参加者であるポリゴン社は京都メカニズムに関する知見がほとんど無い。従って、JI プロジェクトとして実施するために必要な事項は日本側が担当する必要があると考えられる。また、ロシアにおけるパブリックコメントの募集等ロシア側主体で実施すべき事項についても、都度助言、判断していく必要がある。加えて、プロジェクト実施段階においては、モニタリングがその計画・標準等に基づき適切に実施されているか、また取得されたモニタリングデータが適正なデータかといった管理が重要となる。

資金調達面では、本プロジェクトが JI プロジェクトとして実施されることによりポリゴン社に十分な収益が見込まれる、つまり事業性が期待できる場合、ポリゴン社自ら資金を投じてよいと考えており、非常に前向である。また、ポリゴン社の親会社である建設会社のシベルネフテストロイ社には資金力が十分にあり、ここからのサポートを受けられると考えられる。従って、日本側としては、獲得できる炭素クレジット ERU(Emission Reduction Unit) に対する資金を用意すれば十分であり、仮に SPC 設立の際に一部費用負担する必要があったとして、プロジェクトの初期投資規模が比較的小さいため、大きな資金負担は無いと考えられる。

資金調達方法としては、公的金融機関や民間金融機関からの融資、他の投資家などからの投資による方法を組み合わせることも考えられるが、比較的規模が小さな本プロジェクトにおいては、資金調達面で困難を来すことはないと考えられる。

一方、土木工事や設備機器調達・据付工事に関しては、日本製機器を採用し日本のエンジニアリング会社により設備導入を実施することも考えられるが、日本製機器はそれ自体がコスト高な上、輸送コストやメンテナンスコストが高価となり、また消耗品の調達、技術指導といった面で現地に対する負担が大きくなるものと考えられる。一方、欧州におけるバイオガス発電技術は日本以上に十分熟成した技術であり、欧州製機器の方がむしろ信頼性があり、且つ本体コストや設備据付に伴うエンジニアリングコストおよび輸送コスト等の初期費用が安価となる。加えて、プロジェクト実施段階においては、運転保守についてもメーカーによるアフターケアが容易となり、定期点検等において近隣の技術者の技術派遣、指導のもとで、比較的安価かつ容易に対応が可能となる。従って、基本的にプロジェクトに要する機器の選定・設計段階では日本側の意見が必要となるが、それ以外の面で日本側が主体的に実施することはないものとする。

4.1.2 ロシア側実施範囲

ロシア側参加者（SPCを含む）の主な役割は、本 II プロジェクトの建設段階からの実施・運用である。つまり、本プロジェクトの運営に関する業務のほとんどの部分はロシア側の実施範囲に含まれる。具体的には以下のような役割が想定される。

- 土木工事、設備機器の据付工事
- システムの運転保守
- II プロジェクトに必要なモニタリングの実施
- 利害関係者からのコメント募集
- SPC への出資

前述の通り、設備機器に関しては、ロシア国内または欧州等周辺国からの設備機器調達とし、現地据付工事についても全面的にロシア側実施範囲とすることにより、プロジェクトの持続可能性が向上する。特にポリゴン社の親会社は建設会社であり、スルグートにおける大規模な建設工事実績を数多く保有しており、技術レベルは十分である。

また、本プロジェクトを健全に実施運営し、長期間にわたり設備機器を正常に運転していくために必要な運転保守業務を実施すると共に、本 II プロジェクトに必要なモニタリングを実施することもロシア側の実施範囲となる。これについては、ポリゴン社に優秀な技術スタッフが存在し、高度な排水処理システムやリサイクル設備、ディーゼル発電機やボイラの運転技術者を雇用することからも、CGS の運転習熟に困難を来すことはないと考えられる。

また SPC 設立に要する資金や初期投資およびプロジェクトの長期的運営に必要な資金の調達についてもロシア側範囲に含まれ、その負担能力は十分である。

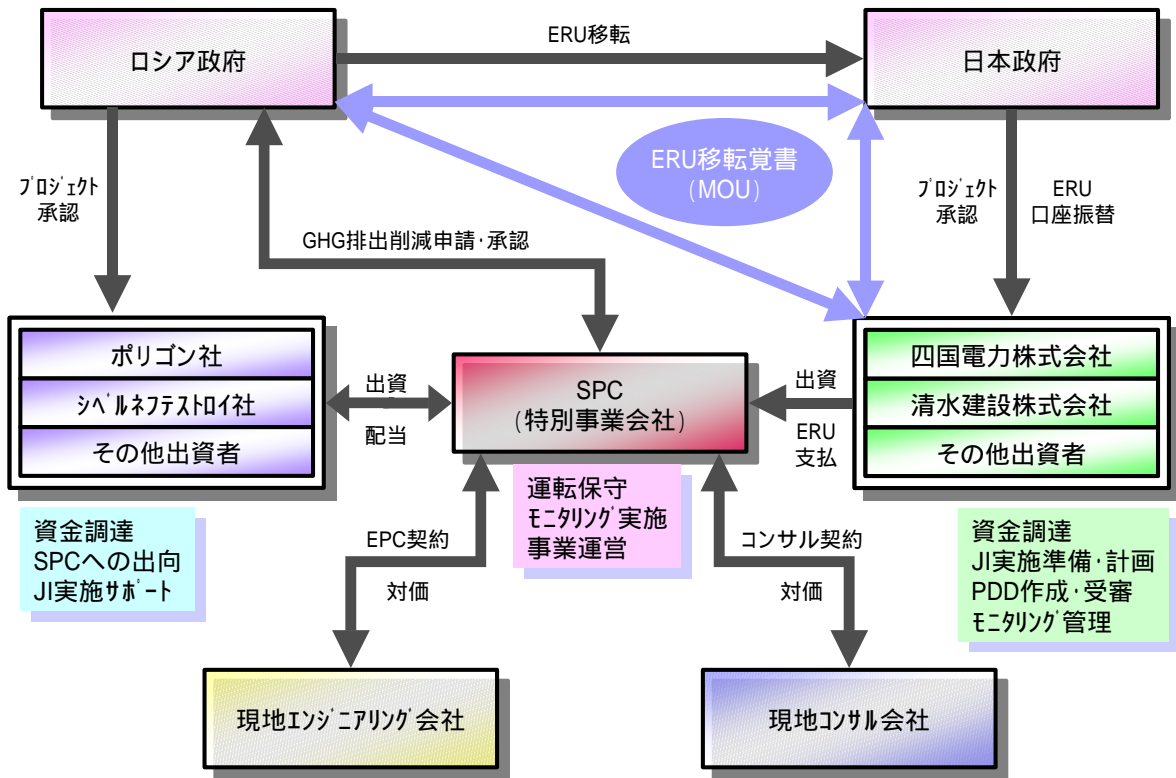


図 4.1.1 プロジェクト実施体制

4.2 プロジェクトの運営

ここでは、本プロジェクトを実施する際に問題となる設備機器の導入、電力および熱エネルギー販売契約および運転保守に関する事項について述べる。これらは本 FS 段階において想定する設備導入計画やポリゴン社のプロジェクト運営方法に関する事項を含んでおり、実際の事業実施までには更に十分な検討が必要である。

4.2.1 CGS 導入計画

本プロジェクトではまず LFG 回収処理システムを導入し、プロジェクトの初期段階では回収された LFG はフレアスタックでフレア処理することにより GHG を削減する。メタンガス発生量は図 3.6.2 に示したとおり、処分場において処分される廃棄物量の増加とともに年々増加し、これに伴い回収量も増加するため、プロジェクト実施中、ある時点より CGS を導入するに十分なメタンガスを回収できるようになる。

CGS を導入後はフレアスタックによるフレア処理に加え、CGS によるメタンガス燃焼破壊効果が生まれ(フェーズ 1) また CGS により生産される電力と熱エネルギーが SPC から処分場に販売されることにより、化石燃料を使用する処分場のディーゼル発電機とボイラを代替する(フェーズ 2、3)。

さらに回収可能なメタンガス量が増加してくると、更に 2 台目、3 台目の CGS の導入が可能となり、これによってフェーズ 2、3 での GHG 削減効果が大きくなっていく。

本プロジェクトでは以下に示す考え方にに基づき CGS を順次導入していくとする。

CGS 導入条件

- CGS1 台の設備容量は電力 200kW、熱エネルギー 286kW である(合計 486kW 出力)。
- CGS の総合効率は 80%とする(定格運転時所要エネルギーは 607.5kW となる)。
- CGS1 台分が年間を通してフル稼働するために十分なメタンガス回収量になる年を予測し、その前年度に CGS の建設を実施する。
- メタンガスが保有する低位発熱量は、 $8,560\text{kcal}/\text{Nm}^3$ ¹¹とする。
- CGS の 2 台目以降の追加についても上記条件に基づき計画する。

上記条件および表 3.6.2 に示されるメタンガス回収量に基づき、CGS 導入計画を検討した結果を表 4.2.1 に示す。これによると、2012 年に 1 台目の運転が開始され、その後 2017 年、2024 年に 2 台目、3 台目の運転が追加されることになる。

¹¹ 出典：理科年表

表 4.2.1 CGS 導入計画

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
メタン回収量合計 Nm ³ /y	0	0	0	0	146,503	233,352	343,118	454,576	565,343	674,022	779,780	882,128	980,797
メタン保有熱量 GJ/y	0	0	0	0	5,251	8,363	12,297	16,292	20,261	24,156	27,947	31,615	35,151
メタン保有熱量 kW	0	0	0	0	166	265	390	517	642	766	886	1,002	1,115
CGS導入台数 台	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
メタン回収量合計 Nm ³ /y	1,075,661	1,166,688	1,253,910	1,337,401	1,417,260	1,493,604	1,566,559	1,638,199	1,708,619	1,777,908	1,846,152	1,913,434
メタン保有熱量 GJ/y	38,551	41,813	44,939	47,931	50,793	53,529	56,144	58,711	61,235	63,718	66,164	68,576
メタン保有熱量 kW	1,222	1,326	1,425	1,520	1,611	1,697	1,780	1,862	1,942	2,020	2,098	2,175
CGS導入台数 台	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3

4.2.2 LFG 回収利用システムの運用

前項で示した CGS 導入計画に基づき、以下の通り運用していく。

(1) システム運転方法

CGS 導入前のプロジェクトの初期段階では LFG 回収処理システムのみでの運転となる。この段階では CGS が導入されていないため、誘引ブロワや事務所の電灯等に要する電力を SPC が逆に処分場のディーゼル発電機から購入する必要がある。本 FS では、この期間の所要エネルギー（電力および熱）をそれぞれ 10kW ずつ（年間 87.6MW ずつ）と想定し、CGS 導入までの期間は処分場からこの所要動力に相当するエネルギーを購入するものとする（この想定値は一般的に非常に大きな数値であり、試算としては保守的と考えられる）。

2012 年からの CGS 導入後は、原則として可能な限り CGS の定格運転を継続するものとし、年に 1 回、1 ヶ月程度の定期点検を実施するものとする。また、CGS が定期点検等により停止している間は、CGS に対する LFG 供給はストップし、回収する LFG は全量フレアスタックに導入され、燃焼・破壊される。

本 FS の GHG 排出量削減試算および経済性分析においては、CGS が最も効率よく運転できる年においても、年間設備利用率は最高で 90%までと想定する。

(2) システム運転人員

CGS 導入前のプロジェクト初期段階では、LFG 回収処理システムのみでの運転であるため、運転員は 1 名で十分と考えられる。従って、初期段階においては、運転管理者として 1 名を従事につかせるものとする。

CGS 導入後は、CGS の運転員が必要となるが、CGS の運転についても、初期の運転教育が十分実施されておれば、1 台当たり 2 名で十分可能と考えられる。従って、最終的に CGS3 台が導入された際には、管理者 1 名、運転員 6 名で構成されることになる。

4.2.3 エネルギー販売契約

以上のシステム運用方法にもとづき、プロジェクトのために設置される SPC とポリゴン社処分場との間でエネルギー販売契約（PPA 契約）が締結され、この契約内容に基づきエネルギー供給を実施する。

具体的には、契約締結時に両者により十分協議がなされ、必要事項が定められることになると考えられるが、炭素クレジット獲得量が可能な限り多くなるような契約とすることが日露双方にとって有益となるため、本 FS においては契約条件として、下記条件を想定し、これに基づきプロジェクト効果および経済性分析の試算を実施することとする。

想定される契約条件

- SPC により生産される電力は原則として、全量処分場が買い取る。
- SPC により生産される熱エネルギーは原則として、全量処分場が買い取る。
- SPC からの供給エネルギーは処分場内の需要の一部あるいは全部を賄う。
- SPC は CGS を可能な限り高稼働率に保ちながらエネルギー生産を実施する。
- 契約には処分場における排水処理システム等の設備導入・増設計画に基づく需要想定を踏まえ、これに基づきエネルギー供給量には上限が設定される。
- 契約は処分場の需要想定に基づき、毎年契約更改される。
- 供給電力量は処分場において使用される直前（プロジェクトの所要電力が全て差し引かれた後のポイント）において、電力量メータにより測定・管理され、これにより電力料金が計算される。
- 供給熱エネルギーは処分場において使用される直前（プロジェクトの所要熱エネルギーが全て差し引かれた後のポイント）において、カロリーメータにより測定・管理され、これにより熱エネルギー利用料金が計算される。
- 逆に、SPC がプロジェクトに要する電力および熱エネルギーを、処分場のディーゼル発電機およびボイラから購入する場合、その購入量はマイナスとして計算する。

4.2.4 システムのメンテナンス方法

プロジェクトのために設置される LFG 回収処理・利用システムのメンテナンスは基本的に運転員により日常保修ならびに週月間点検により実施されるものとする。これにより、日常的な消耗品の交換や潤滑油の補給等が適切に実施される。また、定期点検においては、システム納入者であるメーカーの技術員派遣により、スムーズな点検が実施される。

メンテナンス方法に関しては、プロジェクトの初期段階において、運転方法とともにメーカーからの技術指導が短期的に実施されることが理想的である。従って、このようなセミナーを開くなど、技術の習熟に努めるよう計画することが重要である。

4.3 炭素クレジット取得方法

JI プロジェクトにおける炭素クレジット (ERU ; Emission Reduction Unit) 獲得方法には、様々な方法があると考えられるが、ロシアにおいてどのように取り扱われるのかは未定である。モニタリング結果に基づき獲得される ERU のうち、ロシアから日本企業に移転される移転割合や移転の方法等は今後のロシアの JI 実施に関する整備状況を注視していく必要がある。

以上のような状況から、本 FS においては、プロジェクトにより削減される GHG 排出量全量が ERU として獲得され、その全量が日本に対し移転されると仮定している。実際には日露両国の手数料として数パーセントのクレジットが差し引かれることが予想されるが、これについてはプロジェクトの経済性分析の中で、感度分析として検討することとする。

また、本プロジェクトにおいては、発生する ERU に対し、初期投資型を採用するのではなく、出来高払いを想定することとする。ロシア側実施者にとっては初期投資型の方がリスクが軽減される考えられるが、JI として実施することにより事業性が十分想定される場合には、ポリゴン社自ら資金を投下する意志があることから、日本側にとって有利な出来高払い (Pay on delivery 型) を選択する。

ただし、本プロジェクト実施段階においては、本プロジェクトに参画する全ての参加者によって、ERU をどのように配分するのかについて十分な協議が必要である。

4.4 実施スケジュール

4.4.1 プロジェクト実施期間

プロジェクト実施においては、以下の要因を十分配慮の上検討する必要がある。

- ポリゴン社処分場の廃棄物処理運営状況
- ロシアにおける JI プロジェクト実施体制整備状況
- JI プロジェクトによる ERU の発行開始日 (2008 年 : 第一約束期間開始日)

ポリゴン社処分場の運営会社 2004 年 9 月に既に開始されており、本プロジェクトでは回収配管の敷設方式に鉛直井戸方式 (回収母管埋込型) を想定していることから、廃棄物の埋立開始後なるべく早い段階でのプロジェクト開始が望まれる。しかしながら、ロシアの JI 実施体制の整備には今後まだかなりの時間を要すると見られている。従って、ロシア政府の JI に対する動向については、本プロジェクトの大きなリスク要因と考えることが出来、今後十分注視していく必要がある。

本FSにおいては、JIプロジェクトによるERU発行開始日2008年よりERUの獲得が可能となるように、2007年よりプロジェクトを開始し、2007年中にはLFG回収処理システムの設置を完了させるものとする。また、プロジェクト実施期間は、処分場に対する廃棄物搬入量およびLFG発生量予測等から、20年間に設定する。従って、クレジット獲得期間は20年間となる。

4.4.2 実施スケジュール

以上から、ロシアのJI実施体制が十分整備されることを前提に設定したスケジュールを表4.4.1に示す。

2005年度には本プロジェクトの経済性、リスク要因といった事業性を十分考慮した上で、プロジェクト実施スキームおよび資金調達の調整といった、本プロジェクト事業化への詳細検討を実施し、2006年中に最終PDDの作成と適格性審査を実施する。その後2007年よりプロジェクトの建設工事に着工し、2008年より事業をスタートさせるものとする。

ただし、このスケジュールは、現時点で想定される様々な要因が全て解消されることを想定して設定しているものであり、実際には何らかの要因によって影響を受けると考えられることから、今後十分検討が必要である。

表4.4.1 プロジェクト実施スケジュール

項目	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
1.プロジェクトスキームの検討・調整	■				
2.事業化に関する詳細調査	■				
3.資金調達検討・調整・契約	■ SPC設立				
4.プロジェクト設計(最終PDD作成・審査)	■				
5.機器製作			■		
6.土木工事			■		
7.機器輸送・据付			■		
8.性能試験・試運転			■		
9.営業運転				■	

第5章 プロジェクト効果

5.1 GHG 排出量削減効果

これまでの内容を踏まえ、本プロジェクトを実施することによって得られる GHG 排出量削減効果を試算した。

5.1.1 埋立処分場への供給エネルギー

まず、「4.2.1 CGS導入計画」および埋立処分場エネルギー需要想定（表 2.3.2）に基づき、CGSから当該処分場に供給する電力および熱エネルギー（式 1 における EG_y および ET_y ）を算定した。

試算に際しては、前章までに説明してきた内容を前提条件としているが、まとめると以下の通りとなる。

< 試算の前提条件 >

- CGS の発電容量は 200kW、熱エネルギー生産能力は 286kW とする。
- 可能な限り CGS を高稼働率運転することが前提であるが、定期点検等で停止している期間もあることから、設備利用率を最大でも 90%までと想定する。
- 処分場のエネルギー需要が CGS からの供給可能量をオーバーする初期の段階では、処分場に設置されるディーゼルエンジン発電機および化石燃料炊きボイラによりエネルギー需要の一部を補間する状態となる。
- 処分場のエネルギー需要が CGS からの供給可能量を下回る場合、CGS は処分場のエネルギー需要全量を賄うこととなり、処分場の需要に相当する量のエネルギー供給が行われる。従って、CGS は処分場の需要に合わせた運用となり、設備利用率はその分下がることになる。
- 処分場へは、本プロジェクトで必要な所要電力、所要熱エネルギーが差し引かれた残りのエネルギーが供給されることになる。この所要エネルギーについては、電力、熱エネルギー共に、所内率として 10%を想定する。
- プロジェクトの初期段階において、処分場のディーゼル発電機およびボイラから逆にエネルギーを購入する場合、その購入量はマイナス値として考慮する。

以上の条件に基づき試算した、埋立処分場への供給エネルギー量を表 5.1.1 に示す。

表 5.1.1 埋立処分場への供給エネルギー試算結果

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CGS導入台数	台	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
CGS設備容量	kW													
電力	kW	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200
熱エネルギー	kW	0	0	0	0	0	0	0	0	286	286	286	286	286
CGS年間供給可能量	MWh	計算式：出力可能量 = 設備容量 × 24時間 × 365日 × 設備利用率90% × (1-所内率10%)												
電力	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	1,419	1,419	1,419	1,419	1,419
熱エネルギー	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029
処分場エネルギー需要														
電力	MWh	0	2,394	2,433	2,471	2,510	2,550	2,589	2,588	2,588	2,613	2,638	2,664	2,689
熱エネルギー	MWh	0	1,872	2,043	2,213	2,383	2,508	2,632	2,631	2,630	2,722	2,813	2,904	2,995
CGSから処分場への供給量		備考：CGS供給可能量と処分場需要のいずれか小さい量を供給することとなる。												
電力: EG _y	MWh	0	0	0	0	-88	-88	-88	-88	1,419	1,419	1,419	1,419	1,419
熱エネルギー: ET _y	MWh	0	0	0	0	-88	-88	-88	-88	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CGS導入台数	台	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
CGS設備容量	kW												
電力	kW	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600
熱エネルギー	kW	572	572	572	572	572	572	572	858	858	858	858	858
CGS年間供給可能量	kWh	計算式：出力可能量 = 設備容量 × 24時間 × 365日 × 設備利用率90% × (1-所内率10%)											
電力	kWh	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	4,257	4,257	4,257	4,257	4,257
熱エネルギー	kWh	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	6,088	6,088	6,088	6,088	6,088
処分場エネルギー需要													
電力	MWh	2,715	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,856	2,878	2,900	2,921	2,943	2,965
熱エネルギー	MWh	3,087	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650	3,691
CGSから処分場への供給量		備考：CGS供給可能量と処分場需要のいずれか小さい量を供給することとなる。											
電力: EG _y	MWh	2,715	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,838	2,878	2,900	2,921	2,943	2,965
熱エネルギー: ET _y	MWh	3,087	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650	3,691

5.1.2 CGS に供され燃焼・破壊されるメタンガス量の試算（フェーズ1）

上記 CGS から処分場への供給量に基づき、CGS に供され燃焼・破壊されるメタンガス量を試算した。試算に際しては、以下の前提条件を使用している。

< 試算の前提条件 >

- CGS の総合効率は 80%とする。
- メタンガスの低位発熱量は、8,560kcal/Nm³とする。
- メタンガスの比重は 0.7168kg/Nm³とする。
- メタンガスの温室効果係数は 21（二酸化炭素の 21 倍）とする。

以上の条件に基づき試算した、CGS に利用される、即ち CGS にて燃焼・破壊されるメタンガス量を表 5.1.2 に示す。

表 5.1.2 CGS に供され破壊されるメタンガス量試算結果

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CGSから処分場への供給量													
電力: EG _y MWh	0	0	0	0	-88	-88	-88	-88	1,419	1,419	1,419	1,419	1,419
熱エネルギー: ET _y MWh	0	0	0	0	-88	-88	-88	-88	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029
CGSによるメタンガス利用量	計算式: メタンガス排出削減量 = エネルギー供給量 ÷ 80% × 3600 ÷ 4.1868 ÷ 8560 × 0.7168												
発電利用 ton CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	128	128	128	128	128
熱生産利用 ton CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	183	183	183	183	183
GHG排出削減量 (CO ₂ 換算)	計算式: GHG排出削減量 (CO ₂ 換算) = メタンガス排出削減量 × 21												
発電による削減 ton CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	2,682	2,682	2,682	2,682	2,682
熱生産による削減 ton CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	3,836	3,836	3,836	3,836	3,836

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CGSから処分場への供給量												
電力: EG _y MWh	2,715	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,838	2,878	2,900	2,921	2,943	2,965
熱エネルギー: ET _y MWh	3,087	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650	3,691
CGSによるメタンガス利用量	計算式: メタンガス排出削減量 = エネルギー供給量 ÷ 80% × 3600 ÷ 4.1868 ÷ 8560 × 0.7168											
発電利用 ton CH ₄	215	219	224	228	230	233	234	237	240	242	244	247
熱生産利用 ton CH ₄	307	313	320	326	329	333	335	339	343	346	349	353
GHG排出削減量 (CO ₂ 換算)	計算式: GHG排出削減量 (CO ₂ 換算) = メタンガス排出削減量 × 21											
発電による削減 ton CO ₂	4,513	4,603	4,694	4,785	4,834	4,883	4,918	4,981	5,030	5,079	5,128	5,177
熱生産による削減 ton CO ₂	6,453	6,583	6,713	6,843	6,913	6,983	7,033	7,123	7,193	7,263	7,333	7,403

5.1.3 フレアに供され燃焼・破壊されるメタンガス量の試算 (フェーズ1)

前項にて試算された CGS により利用されるメタンガス量をメタンガス回収量から差し引き、これにフレア効率 (99.5%) を乗じたものが、フレアに供され燃焼・破壊されるメタンガス量となる。下表に試算結果を示す。

表 5.1.3 フレアに供され破壊されるメタンガス量試算結果

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
メタンガス回収量 ton CH ₄	0	0	0	0	105	167	246	326	405	483	559	632	703
CGSによるメタンガス利用量													
発電利用 ton CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	128	128	128	128	128
熱生産利用 ton CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	183	183	183	183	183
フレアに供されるメタンガス量 ton CH ₄	0	0	0	0	105	167	246	326	95	173	249	322	393
フレアで破壊されるメタンガス量 ton CH ₄	0	0	0	0	104	166	245	324	94	172	247	320	391
" (CO ₂ 換算) ton CO ₂	0	0	0	0	2,194	3,495	5,139	6,808	1,982	3,610	5,194	6,727	8,205

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
メタンガス回収量 ton CH ₄	771	836	899	959	1016	1071	1123	1174	1225	1274	1323	1372
CGSによるメタンガス利用量												
発電利用 ton CH ₄	215	219	224	228	230	233	234	237	240	242	244	247
熱生産利用 ton CH ₄	307	313	320	326	329	333	335	339	343	346	349	353
フレアに供されるメタンガス量 ton CH ₄	249	304	356	405	457	506	554	598	643	687	730	773
フレアで破壊されるメタンガス量 ton CH ₄	248	302	354	403	454	503	551	595	639	683	726	769
" (CO ₂ 換算) ton CO ₂	5,200	6,344	7,430	8,461	9,539	10,564	11,572	12,493	13,429	14,349	15,252	16,142

5.1.4 処分場ディーゼル発電機の代替による GHG 削減効果（フェーズ2）

処分場ディーゼル発電機を代替することによるGHG削減量は、小規模CDM方法論I.D.に基づき、処分場への電力供給量（表 5.1.1 中に示したEG_y）に 3.3.2 (1)で示したディーゼル発電機の排出係数（CE_{F_{electricity,y}} = 0.8 kg/kWh）を乗じることで計算が可能である。

下表に計算結果を示す。

表 5.1.4 処分場ディーゼル発電機の代替による GHG 削減効果試算結果

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
電力: EG _y MWh	0	0	0	0	-88	-88	-88	-88	1,419	1,419	1,419	1,419	1,419
処分場DG代替効果 ton CO ₂	0	0	0	0	-70	-70	-70	-70	1,135	1,135	1,135	1,135	1,135

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
電力: EG _y MWh	2,715	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,838	2,878	2,900	2,921	2,943	2,965
処分場DG代替効果 ton CO ₂	2,172	2,192	2,213	2,233	2,250	2,268	2,271	2,302	2,320	2,337	2,354	2,372

5.1.5 処分場化石燃料炊きボイラの代替による GHG 削減効果（フェーズ3）

処分場ディーゼル発電機を代替することによるGHG削減量は、小規模CDM方法論I.C.に基づき、処分場への電力供給量（表 5.1.1 中に示したET_y）に 3.3.2 (3)で示したボイラの排出係数（CE_{F_{thermal,y}} = 0.264 kg/kWh）を乗じることで計算が可能である。

下表に計算結果を示す。

表 5.1.5 処分場化石燃料炊きボイラの代替による GHG 削減効果試算結果

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
熱エネルギー: ET _y MWh	0	0	0	0	-88	-88	-88	-88	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029
処分場ボイラ代替効果 ton CO ₂	0	0	0	0	-23	-23	-23	-23	536	536	536	536	536

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
熱エネルギー: ET _y MWh	3,087	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650	3,691
処分場ボイラ代替効果 ton CO ₂	815	839	863	887	898	909	920	931	942	953	964	974

5.1.6 GHG 排出削減量試算結果

以上より、本プロジェクト活動による GHG 排出削減量を下表にまとめる。ただし、法規制により回収されるはずのメタンガス量については、ロシアの現状を踏まえ 0 としている。

表 5.1.6 本プロジェクト活動による GHG 排出削減量試算結果

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GHG排出削減効果合計 ton CO ₂	0	0	0	0	2,101	3,402	5,046	6,715	10,171	11,799	13,383	14,916	16,394
フェーズ1による削減効果 ton CO ₂	0	0	0	0	2,194	3,495	5,139	6,808	8,500	10,128	11,712	13,245	14,723
CGS発電による効果 ton CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	2,682	2,682	2,682	2,682	2,682
CGS熱生産による効果 ton CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	3,836	3,836	3,836	3,836	3,836
フレア処理による効果 ton CO ₂	0	0	0	0	2,194	3,495	5,139	6,808	1,982	3,610	5,194	6,727	8,205
フェーズ2による削減効果 ton CO ₂	0	0	0	0	-70	-70	-70	-70	1,135	1,135	1,135	1,135	1,135
フェーズ3による削減効果 ton CO ₂	0	0	0	0	-23	-23	-23	-23	536	536	536	536	536

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	合計
GHG排出削減効果合計 ton CO ₂	19,152	20,561	21,913	23,209	24,434	25,607	26,713	27,830	28,913	29,980	31,031	32,067	363,270
フェーズ1による削減効果 ton CO ₂	16,166	17,530	18,838	20,089	21,286	22,430	23,523	24,597	25,652	26,690	27,713	28,721	320,457
CGS発電による効果 ton CO ₂	4,513	4,603	4,694	4,785	4,834	4,883	4,918	4,981	5,030	5,079	5,128	5,177	66,859
CGS熱生産による効果 ton CO ₂	6,453	6,583	6,713	6,843	6,913	6,983	7,033	7,123	7,193	7,263	7,333	7,403	95,608
フレア処理による効果 ton CO ₂	5,200	6,344	7,430	8,461	9,539	10,564	11,572	12,493	13,429	14,349	15,252	16,142	157,989
フェーズ2による削減効果 ton CO ₂	2,172	2,192	2,213	2,233	2,250	2,268	2,271	2,302	2,320	2,337	2,354	2,372	30,308
フェーズ3による削減効果 ton CO ₂	815	839	863	887	898	909	920	931	942	953	963	974	12,505

注：表中の合計は ERU 獲得期間である 2008～2027（20年間）の合計値を示す

以上より、本プロジェクトが実施された場合、2008年から2027年間で獲得できる炭素クレジット（ERU）合計は、363,270tonと試算された。

そのうち、CGSおよびフレア処理によるメタンの燃焼・破壊（フェーズ1）から生まれるクレジットが32万tonと全体の大部分（88%）を占めることがわかる。

また、CGSの発電により処分場ディーゼル発電機を代替する（フェーズ2）ことによるクレジットは全体の8%程度、CGSの熱エネルギー供給により処分場ボイラを代替する（フェーズ3）ことによるクレジットは3%程度となっている。

5.2 その他の効果

上記以外に考えられるプロジェクト効果を以下に示す。ただし、プロジェクト実施者に対する経済的効果については、「第9章 経済性分析」において詳細に記述することとする。

5.2.1 フェーズ2による省エネ効果

本プロジェクトのフェーズ2において、CGSの発電を処分場に供給し、ディーゼル発電機を代替することによるGHG削減効果が得られるが、これと同時に、ディーゼル発電機にて使用している化石燃料の削減効果（省エネ効果）を得ることが出来る。

この省エネ効果の算出は、プロジェクト期間中の処分場に対する供給電力量と、送電端単位投入熱量および石油の単位当たり熱量があれば可能である。

プロジェクト期間中の処分場への供給電力量 = 37,885 MWh であり、

- 送電端単位投入熱量 = 12 MJ/kWh (ディーゼル発電機発電端効率 = 30%の場合)
- 石油の単位熱量 = $41.868 * 10^3$ MJ/toe

と仮定した場合、フェーズ2による省エネ効果は

$$37,885 \times 10^3 \times 12 \div (41.868 * 10^3) = 10,858 \text{ toe}$$

つまり、本プロジェクト実施期間20年間で、石油換算で10,858 tonの化石燃料削減効果があると試算される。

5.2.2 フェーズ3による省エネ効果

フェーズ2と同様にフェーズ3においても、CGSで生産される熱エネルギーを処分場に供給し、化石燃料炊きボイラを代替することによるGHG削減効果が得られると同時に、ボイラにて使用している化石燃料の削減効果（省エネ効果）を得ることが出来る。

この省エネ効果の算出は、プロジェクト期間中の処分場に対する供給熱エネルギー量と、ボイラ効率および石油の単位当たり熱量があれば可能である。

プロジェクト期間中の処分場への供給電力量 = 47,373 MWh であり、

- ボイラ効率 = 90%
- 石油の単位熱量 = $41.868 * 10^3$ MJ/toe

とした場合、フェーズ3による省エネ効果は

$$47,373 \times 3,600 \div 100\% \div (41.868 * 10^3) = 4,073 \text{ toe}$$

つまり、本プロジェクト実施期間 20 年間で、石油換算で 4,073 ton の化石燃料削減効果があると試算される。

5.2.3 環境改善効果

一般的に、埋立処分場には LFG に起因する以下のような環境問題が懸念されている。

- LFG 中に含まれるメタンガスは極めて燃えやすい可燃性ガスであり、埋立処分場の環境や近隣に対して潜在的危険を及ぼす。
- LFG は土壌を通して遠方まで移動することが知られており、そのため爆発の危険性が高まる。処分場の状態が LFG の移動に有利に働く場合、重大な事故に繋がり、負傷、人命の損失、および建物への広範囲の損害が生じる可能性を秘めている。
- LFG の発生により、埋立地上部への圧力傾度が埋立地を覆う地面に亀裂を発生させ、破壊する可能性がある。
- メタンガスは高濃度の場合、生物に対し窒息状態を引き起こす。
- 移動するガスは、植物の根をとりまく土壌ガスの酸素含有量を低下させ、植物へのストレスを引き起こす。
- メタンガスを多く含有する LFG は悪臭を発するため、近隣地域に不快感を与える。

従って、本プロジェクトを実施することにより、GHG 排出量削減効果、化石燃料削減による省エネ効果の他に、上に挙げた環境負荷要因を解消することが出来ると考えられる。

第6章 環境影響評価

6.1 環境保護関連法令

6.1.1 環境保護活動と関連法令

本プロジェクトに関係すると思われるロシア環境関連法令を以下に紹介する。

(1) 環境保護に関するロシア連邦法（#7-FL，2002年1月10日）

環境保護分野での公共政策の法的基盤としてこの法律が制定されている。この法律では、社会的、経済的タスクや望ましい環境、生物学的多様性、天然資源のバランス等を確保するものであり、現在及び将来の要求を満たすとともに環境保護分野での法律や命令を強化し、環境に安全性を与えるものとされている。

この法律は、自然に影響を及ぼす経済的あるいは他のあらゆる人間活動の遂行上発生する社会および環境の相互関係を規制するものであり、ロシア連邦国内および外部の経済地域における地球上の生物の基礎を形成する環境の基本的要素となる。

(2) ロシア政府政令（#344，2004年6月12日）

政令#344では、汚染物質の大気放出や表層および地下水への汚染水の排出、産業および消費者廃棄物の廃棄に対し、汚染物毎に罰金(料金)を課すことが定められている。表6.1.1～6.1.3にその内容を示す。

ロシア国内で生態学的ファクターが異なる地域については、地域ごとに一定の係数を用いて補正した料金が適用され、本プロジェクトの実施サイトが属する西シベリアにおいては、汚染物質の大気放出や廃棄物処分の料金に適用する場合の生態学的ファクターに関する係数として1.2が採用されている。

また、都市部での汚染物質の排出に対する料金を計算する場合には、更に1.2の係数がかけられる。

表 6.1.1 固定発生源からの大気汚染物質放出に対する標準料金

汚染物質	汚染物 1 トンの放出に対する標準料金	
	許容放出標準以内 roubles/ton	放出限界以内 roubles/ton
一酸化窒素 (NO)	35	175
二酸化窒素 (NO ₂)	52	260
アンモニア (NH ₃)	52	260
二酸化硫黄 (SO ₂)	40	200
ベンツ(a)ピレン	204,981	1,024,905
懸濁物	13.7	68,5
キシレン	11.2	56
メタン (CH ₄)	0.05	0.25
メチルメルカプタン	20,498	102,490
すす	41	205
硫化水素 (H ₂ S)	257	1285
スチレン	1,025	5,125
トルエン	3.7	18.5
ケロセン	1.2	6
一酸化炭素 (CO)	0.6	3
フェノール	683	3,415
エチルベンゼン	103	515

表 6.1.2 表層および地下水へ排出される排水に対する標準料金

汚染物質	汚染物 1 トンの排出に対する標準料金	
	許容排出基準以内 roubles/ton	排出限界以内 roubles/ton
アンモニア性窒素	689	3445
生物学的酸素要求量：BOD	91	455
懸濁物	366	1830
鉄：Fe	55,096	275,480
カドミウム：Cd	55,096	275,480
カリウム：K	6.2	31
カルシウム：Ca	1.2	6
マグネシウム：Mg	7.5	37.5
マンガン：Mn	27,548	137,740
銅：Cu ²⁺	275,481	1,377,405
ヒ素：As	5,510	27,550
ナトリウム：Na	2.5	12.5
ニッケル：Ni ²⁺	27,548	137,740
硝酸性窒素：NO ₃ ⁻	31	155
亜硝酸性窒素：NO ₂ ⁻	13,775	68,875
石油成分	5,510	27,550
水銀：Hg	27,548,091	137,740,455
鉛：Pb	2,755	13,775
硫酸イオン：SO ₄ ²⁻	2.5	12.5
乾燥残留物	0.2	1.0
亜鉛：Zn ²⁺	27,548	137,740
塩素：Cl ⁻	0.9	4.5
六価クロム：Cr ⁶⁺	192,850	964,250
三価クロム：Cr ³⁺	55,100	275,500

表 6.1.3 産業および消費者廃棄物に対する標準料金

廃棄物タイプ (危険レベルによる)	測定 単位	廃棄物 1 測定単位当たりの 標準料金 roubles/ton (廃棄物処分限界以内*)
1 クラス (極めて危険)	ton	1,739.2
2 クラス (高危険性)	ton	745.4
3 クラス (中程度危険性)	ton	497
4 クラス (低危険性)	ton	248.4
5 クラス (実質的無害)		
鉱業資源工業	ton	0.4
工業	m ³	15

* : 廃棄物処分限界以内の産業および消費者廃棄物に対する標準料金には次の係数が適用される。

0.3 - 工業ゾーンに影響を与えない場所に位置し、標準を満足する特殊な埋立処分場や工業地区で処分する廃棄物

0 工業ガイドに基づき一年以内にリサイクル(有効利用)される場合、または一時的に集積している場合、会計年内もしくは廃棄物発生時期から1年以内にリサイクルするために輸送する場合。

6.1.2 汚染物質の最大許容濃度

ロシア居住区域における、水質および大気中の汚染物質の最大許容濃度(MAC: Maximum Allowable Concentration) 暫定許容レベル(TAL: Tentative Acceptable Level)に関する基準リストおよび一般的な汚染物のMACに関する基準を以下に示す。

(1) 水域

- 健康基準 HS 2.15.1315-03 「健康基準、家庭用水供給システム水中の化学汚染物の最大許容濃度(MAC)」主任連邦衛生医師により導入(政令 #78 2003 年 4 月 30 日)
- 健康標準 HS 2.15.1316-03 「家庭用水システム中の化学汚染物質の暫定許容レベル(TAL)」主任連邦衛生医師により導入(政令 #74 2003 年 4 月 30 日)
- 水産用水の最大許容濃度(MAC)および暫定許容レベル(TAL)に関する一般リスト(#12-04-11 1990 年 6 月 9 日)
- 衛生・伝染病に関する法律 SanPiN 2.1.4 1074-01 「水道水、集中水道水供給システムの水質に関する健康基準、水質モニタリング」主任連邦衛生医師により承認(政令 #24 2002 年 1 月 1 日)

以上の基準から引用した最大許容濃度 MAL を表 6.1.4 に示す。

表 6.1.4 水中汚染物の最大許容濃度 (MAC)

水質汚染物質	水道水	水産用水	飲料水
	MAC(mg/L)	MAC(mg/L)	MAC(mg/L)
アンモニア : NH_4^+	1.3	0.5	
生物学的酸素要求量 : BOD		3	
生物学的酸素要求量 : BOD5	6	2	
懸濁物(バックグラウンド追加)	0.75	0.25	
鉄 : Fe	0.3	0.05	0.3
カドミウム : Cd	0.001	0.005	0.001
カリウム : K		50	
カルシウム : Ca		180	
マグネシウム : Mg	50	40	
マンガン : Mn	0.1	0.01	0.1
銅 : Cu^{2+}	1	0.001	1
ヒ素 : As	0.01	0.05	0.05
ナトリウム : Na	200	120	
ニッケル : Ni^{2+}	0.02	0.01	
硝酸イオン : NO_3^-	45	40	45
亜硝酸イオン : NO_2^-	3.3	0.08	3
石油成分	0.1	0.05	0.1
水銀 : Hg	0.0005		
鉛 : Pb	0.01	0.1	0.03
硫酸イオン : SO_4^{2-}	500	100	500
亜鉛 : Zn^{2+}	1	0.01	5
塩素イオン : Cl^-	350	300	350
化学的酸素要求量 : COD (mgO ₂ /L)	30	70	
六価クロム : Cr^{6+}	0.005	0.02	0.005
三価クロム : Cr^{3+}	0.5	0.07	0.5

(2) 大気

- 健康標準 HS 2.1.6.13 2338-03 「居住区域の大気中汚染物質の最大許容濃度 (MAC)」主任連邦衛生医師により導入 (政令 #114 2003 年 5 月 30 日)
- 健康標準 HS 2.1.6.13 2338-03 「居住区域の大気中汚染物質の暫定安全影響レベル (TSIL : Tentative Safety Impact Levels)」主任連邦衛生医師により導入 (政令 #72 2003 年 4 月 30 日)

- 健康標準 HS 2.2.5.1313-03 「職場大気中の有害物質の最大許容濃度 (MAC)」主任連邦衛生医師により導入 (政令 #76 2003 年 4 月 30 日)
- 健康標準 HS 2.2.5.1314-03 「職場大気中の有害物質の暫定安全被曝レベル (TSEL : Tentative Safety Exposure Level)」主任連邦衛生医師により導入 (政令 #72 2003 年 4 月 30 日)
- 健康標準 HS 2.2.5.1828-03 「職場大気中の有害物質の暫定安全被曝レベル (TSEL)」 (HS 2.2.5.1314-03 に追加)

前述の標準からの引用した最大許容濃度を表 6.1.5 に示した。

表 6.1.5 大気汚染物の最大許容濃度 (MAC)

大気汚染物質	居住区			職場
	MAC最大 mg/m3 (ppm-vol)	MAC日平均 mg/m3 (ppm-vol)	TSEL mg/m3	MAC mg/m3
一酸化窒素 : NO	0.4	0.06(0.047)		5
二酸化窒素 : NO ₂	0.085	0.04(0.021)		2
アンモニア : NH ₃	0.2	0.04		20
二酸化硫黄 : SO ₂	0.5	0.05(0.019)		10
ベンツ(a)ピレン		0.000001		0.00015
懸濁物	0.5	0.15		
キシレン	0.2	0.2		50
メタン			50	
メチルカドミウム	0.000006			0.8
すす	0.15	0.05		
硫化水素 : H ₂ S	0.008(0.0056)			10
スチレン	0.04	0.002		30
トルエン	0.6	0.6		50
ケロセン			1.2	300
一酸化炭素 : CO	5	3		20
フェノール	0.01	0.003		0.3
1,1-ジクロロベンゼン	0.02	0.02		50
1,1-ジクロロエタン				1

体積基準濃度(ppm-vol.)は15 での換算値

6.2 本プロジェクトの環境影響評価

本FSでは、廃棄物埋立処分場において発生するLFGをCGSにて有効利用し、電力および熱エネルギーを生産する本プロジェクトが、実施サイトの周辺環境(大気、水域、騒音、振動等)に対してどのような影響を与えるかに関して、四国総合研究所にその評価を外注した。以下にその評価結果を示す。

6.2.1 大気

(1) 前提条件

LFG発生量は、廃棄物の埋め立て処分開始後から増加し、埋め立て開始後25年目(2028年)には6,686,574 m³/年(平均発生量:約760 m³/h)に到達し、回収量は3,826,868 m³/年(平均回収量:約430 m³/h)となり(表3.6.12からLFGに割り戻し)、このうちCGS3台が定格運転している時間帯に最も環境負荷が高くなると考えられる。しかしながら、処分場の廃棄物埋立処理状況やLFG回収システムの運転状況により、LFGの回収可能量が変動する場合も想定され、その場合にはCGSの導入計画を変更する可能性もあるため、本評価にはCGS1~6基を導入することを想定し、それぞれについて評価を実施した。

評価の条件としては、CGS1基当たりの定格運転時の消費LFG量は、設備の仕様から、120 m³/h程度と考えられるが、設備の経年劣化による効率低下等を考慮し、定格時LFG消費量を150 m³/hと考える。また、LFG利用設備の概要を表6.2.1のように仮定し、排ガスとして排出される汚染物質の最大着地濃度を求め、その大気への影響度を評価することとした。

また、従来のガスタービン燃焼器出口でのNO濃度は100 ppm程度であることが知られている¹²ため、本プロジェクトで使用するCGSの排気ガスに含まれるNO濃度もこれと同等の100 ppmと想定する。また、LFGに含まれる硫化水素(H₂S)濃度は0.2~0.8%(2,000~8,000 ppm)と考えられており、事前に脱硫装置にて硫化水素を取り除く場合と取り除かない場合について評価した。

¹²朴炳植, 鈴木胖, 廃棄物再生低カロリーガス利用高効率ガスタービンCGSとその低NO_x燃焼性, エネルギー・資源, 8(1), 92(1987)

表 6.2.1 脱硫設備・CGS の概要

設備	設備概要	
脱硫設備	脱硫方式	吸着法
	脱硫率	99%
CGS コージェネレーションシステム	設備能力	200kW (電力) + 286kW (熱)
	稼働基数	1 ~ 6
	LFG 消費速度	150m ³ /h
	LFG 組成	脱硫なしCH ₄ =50%, CO ₂ =49.2%, H ₂ S= 0.8% 脱硫ありCH ₄ =50%, CO ₂ =50%, H ₂ S= 80ppm
	排ガス発生速度	1062m ³ /h(15)
	排ガス組成	脱硫なしNO=100ppm, CO=42ppm, SO ₂ = 1190ppm 脱硫ありNO=100ppm, CO=42ppm, SO ₂ = 12ppm
	排ガス温度	90
	煙突	1 基分排ガスを 1 煙突で排出、内径=0.3m

燃焼時の空気比=1.2 とした。

(2) 評価方法

大気汚染物質の最大着地濃度の計算には、ボサンケの有効煙突高さの計算式¹³およびサットンの拡散式¹⁴を使用した。

1) ボサンケの有効煙突高さの計算式

$$H_e = H_0 + \sqrt{4.77 \cdot (Q \cdot V)^{0.5} \cdot (H_m + H_t)}$$

$$H_m = \sqrt{(1 + 0.43U/V) \cdot U}$$

$$H_t = \frac{6.37 \cdot g \cdot Q \cdot (T - T_1) \cdot (\ln J_2 + 2/J - 2)}{U^3 \cdot T_1}$$

¹³ O.G.Sutton, Micrometeorology, McGraw Hill Book Co., New York, pp.333(1953)

¹⁴ C.H.B.Bosanquet, W.F.F.Carey and E.M.Halton, Dust deposition from chimney stacks, Proc. Inst. Mech. Eng., 162, 355(1950)

$$J = \frac{U^2 \cdot (0.43(T_1/(g \cdot G))^{0.5} - 0.28 \cdot V \cdot T_1/(g \cdot (T - T_1)))}{(Q \cdot V)^{0.5}} + 1$$

ただし、

- He : 有効煙突高さ(m)
- H₀ : 煙突の実高さ(m)
: 排煙上昇係数, 0.65
- H_m : 排出ガス速度によるモーメントム上昇高さ(m)
- H_t : 排出ガス温度による浮力上昇高さ (m)
- U : 風速, 5m/s
- V : 排出ガス速度(m/s)
- Q : 排出ガス量(m³/s, 15)
- T : 排出ガス温度()
- T₁ : 気温()
- G : 温度勾配, 0.0033 /m
- G : 重力加速度, 9.8m/s²

2) サットンの拡散式

$$C(x) = \frac{2q \cdot \exp(-He^2/(x^2-n \cdot Cz^2)) \cdot 106}{Cy \cdot Cz \cdot U \cdot x^{2-n}}$$

$$C_{max} = \frac{0.234 \cdot Cz \cdot q \cdot 106}{Cy \cdot U \cdot He^2}$$

$$x_{max} = (He/Cz)^{2/2-n}$$

ただし、

- C(x) : 風下距離 x での地上濃度(ppm)
- x : 風下距離(m)
- C_{max} : 最大着地濃度(ppm)
- x_{max} : 最大着地濃度発現距離(m)

- Q : 汚染物質の排出量(m³/s 15)
- C_y : 水平方向拡散パラメーター, 0.07
- C_z : 垂直方向拡散パラメーター, 0.07
- U : 風速(m/s)
- n: : 大気乱れ係数, 0.25
- He : 有効煙突高さ(m)
- : 時間修正係数, 0.089(1日平均値の場合)

3) 有効煙突高さ追加分の計算

ミニコジェネでは1基の排ガスを内径0.3mの煙突1本にて排出することとし、ボサソケ式による各煙突での排ガス速度および温度による有効煙突高さの追加分(H_m+H_t)を同一の0.825mとした。

表 6.2.2 有効煙突高さの追加分の計算結果

装置	Q(m ³ /s, 15)	煙突径(m)	V(m/s)	(H _m + H _t)(m)
CGS	0.295	0.30	5.26	0.825

=0.65, T=90 , T1=15 , U=5m/s, G= 0.0033 /m, g:=9.8m/s²

4) 最大着地濃度の計算結果

■ 脱硫設備なしの場合

LFGに含まれる硫化水素(8,000ppm)を除去せず、空気比1.2で燃焼した場合、排ガス中のSO₂濃度は1,190ppmとなり、これは明らかにNO_x濃度よりも高濃度であり、このSO₂による大気汚染が最も深刻な問題となる。そこで、煙突の実高さを変化させ、排ガスとして排出されるSO₂の最大着地濃度の変化を調べた。SO₂の最大着地濃度はCGS用の煙突1~6本(全コジェネ6基分)に由来する最大着地濃度の合計とし、SO₂の最大着地濃度が表6.1.5に示した最大許容濃度0.019ppmと等しくなる実煙突高さ、およびその最大着地濃度の発現距離を表6.2.3に示した。

この表によると、CGS6基の最大規模設備から排出される排ガスにおいても、23m以上の煙突を設置することにより、SO₂の最大着地濃度を最大許容濃度(0.019ppm)以下とすることができることがわかる。本プロジェクトで想定しているCGS3基導入の場合には、15m高さの煙突を設置することで十分であることがわかった。

表 6.2.3 SO₂最大着地濃度が最大許容濃度(0.019ppm)と等しくなる
実煙突高さおよび風下距離

CGS導入台数 基	煙突高さ m	風下距離 m
1	7.947	250
2	11.58	371
3	14.37	468
4	16.72	552
5	18.79	627
6	20.66	696

また、各ケースでの煙突高さを表 6.2.3 に示す値 (SO₂最大着地濃度が最大許容濃度 (0.019ppm) と等しくなる実煙突高さ) とした場合の、SO₂の地上濃度の風下距離依存性を図 6.2.1 に示す。

いずれの場合にも、距離の増加に伴いSO₂地上濃度は急激に増加した後、最大着地距離のところでピークである最大着地濃度を示したのち減少した。最大地上濃度を示す風下距離は 250 ~ 696 mとなったが、当該ポリゴン社処分場周辺 2 kmの範囲では居住区は存在せず、環境上問題ないと推察される。

ただし、LFG に含まれる硫化水素を脱硫により除去しない場合には、設備の腐食が深刻な問題となることから、脱硫設備を設置するのが現実的である。

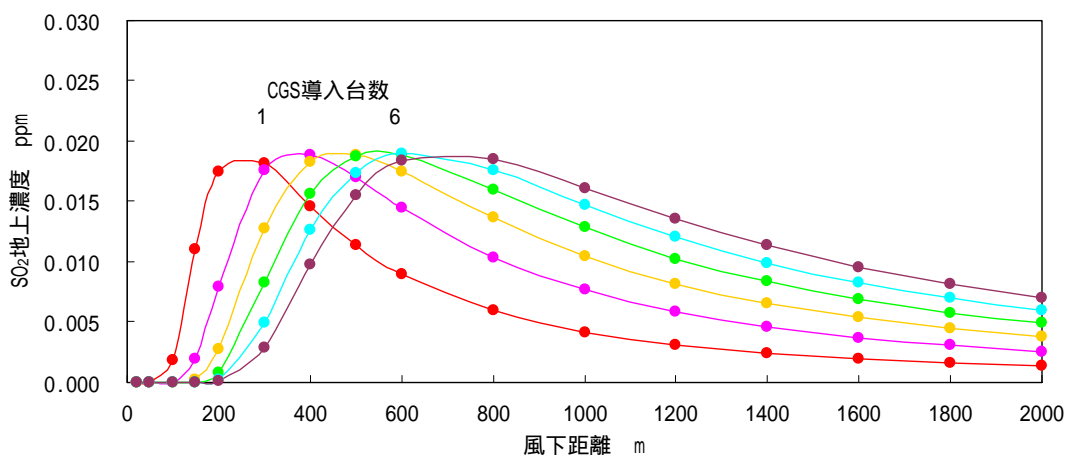


図 6.2.1 SO₂地上濃度の風下距離依存性 (CGS 1 ~ 6 基、SO₂ = 1190ppm)

■ 脱硫設備有りの場合

LFGに含まれる硫化水素の99%を除去する脱硫装置を設置した場合、排ガス中に含まれる大気汚染物質としてはSO₂よりもむしろNO_xまたはCOが最も大きな大気汚染を引き起こす。表6.1.5によると、COに比べNO_xの最大許容濃度の方が小さいため、COよりもNO_xの方が環境影響が大きくなる。更にNOよりもNO₂の最大許容濃度の方が低い(より厳しい)ため、NO_xは全てNO₂として存在するものと仮定し、より安全側(厳しい)評価を行うこととした。

NO₂の最大着地濃度はCGS用煙突1~6本(全CGS6基分)に由来する最大着地濃度の合計とし、NO₂の最大着地濃度が表6.1.5に示した最大許容濃度(0.021 ppm)と等しくなる実煙突高さおよびその最大着地濃度の発現距離を表6.2.4に示した。

これによると、CGS6基から排出される排ガスにおいても、6 m以上の煙突を設置することにより、NO₂の最大着地濃度を最大許容濃度以下とすることができることがわかった。また、本プロジェクトで想定しているCGS3基導入の場合には、4 m高さの煙突を設置することで十分であることがわかった。

各ケースでの煙突高さを表6.2.4に示す値(NO₂最大着地濃度が最大許容濃度(0.021ppm)と等しくなる実煙突高さ)とした場合における、NO₂の地上濃度の風下距離依存性を図6.2.2に示す。どのケースにおいても、距離の増加に伴いNO₂地上濃度は急激に増加した後、最大着地距離のところでピークを示したのち減少することがわかる。最大地上濃度を示す風下距離は57~160 mとなったが、当該処分場周辺に居住区は存在せず、SO₂と同様、環境上問題ないと推察される。

表6.2.4 NO₂最大着地濃度が最大許容濃度(0.021ppm)と等しくなる
実煙突高さおよび風下距離

CGS導入台数 基	煙突高さ m	風下距離 m
1	1.593	57
2	2.595	85
3	3.364	107
4	4.012	127
5	4.582	144
6	5.099	160

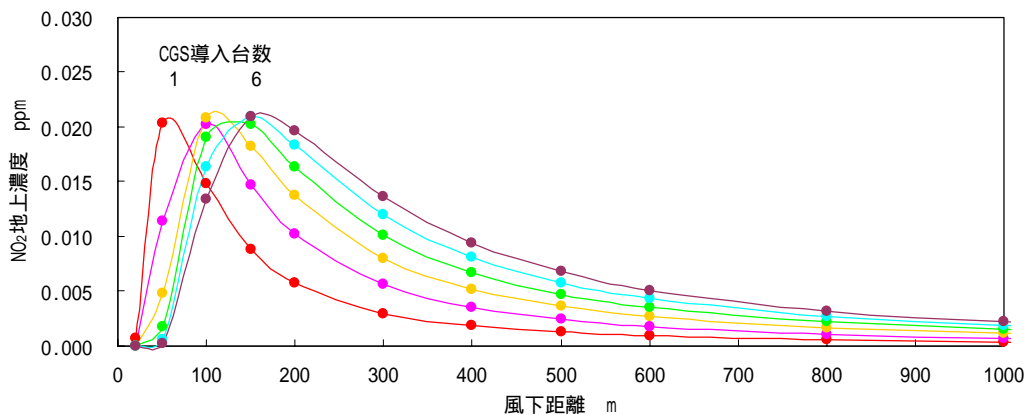


図 6.2.2 NO₂地上濃度の風下距離依存性 (CGS 1 ~ 6 基、NO₂ = 100ppm)

6.2.2 悪臭

LFG中に含まれる悪臭成分として、硫化水素やメチルメルカプタン、有機酸などが想定されるが、埋め立てガス中に含まれるこれらの悪臭成分はそのほとんどがCGSにおける燃焼過程でSO₂やCO₂に変換されるため、これらの燃焼設備の排ガスから大気に放出される悪臭成分はほとんどないと考えられる。

このような燃焼設備の排ガスよりもむしろ、埋立処分場からのLFG漏洩に起因する悪臭が問題となり、作業環境の悪化を招く。一般に埋立処分場から発生するLFGは105～106倍程度に希釈されることにより、悪臭を防止できることが知られている¹⁵。LFGに含まれる硫化水素濃度は2,000～8,000 ppm-vol.と言われており、これを106倍に希釈すれば0.008 ppmとなり、表 6.1.5 に示した大気中の許容濃度 0.0056 ppmと同レベルとなる。悪臭は埋め立て処分場から500m以上離れると問題とならず、300～500 mでは風向きによっては許容できないこともあり、50～300mでは不適當とされている。

ただし、当該処分場は管理型処分場であり、埋立処理の際には、悪臭防止のために廃棄物を土砂等で覆う運用となっており、これにより悪臭の軽減が期待できる。

本プロジェクトは、こうした悪臭の原因となる LFG を回収利用するプロジェクトであることから、当該処分場の現状をむしろ改善する効果を併せ持つ。従って、悪臭に関する環境影響評価の必要はないものと考えられる。

¹⁵ B. Bilitewski, G. Hardtle and K. Marek, 総監修 花嶋正孝, 監訳 島岡隆行, 樋口壮太郎, 堀井安雄, 廃棄物マネジメントハンドブック, (株)エヌ・ティー・エス, pp.158(1996)

6.2.3 騒音・振動

当該処分場は居住区から十分に離れているため、住民にする騒音・振動の問題は基本的には発生しないと考えられるが、処分場内の作業環境上の問題が残る。LFGの有効利用を図る本プロジェクトでは、ガスエンジンの吸気および廃棄による騒音、ポンプ、ファン等システム補機による機器騒音などの発生が懸念される。そのため、防音効果を兼ね備えた建家に設備を設置することにより、騒音を防止することが必要である。また、CGSに由来する振動も発生しうるが、適当な防振・免振対策により周辺への振動を防止することができると考えられる。本プロジェクトでは、ガスエンジンを建家内に設置することとし、排気管にはサイレンサーが付属するため問題ないものと考えられる。

本プロジェクトとは別に、処分場自体で使用されるブルドーザーやコンパクター、大型運搬車両などの発する騒音・振動についても、注意が必要であり、適切な防音・防振対策が望まれる。特に、当該処分場では、処分場に受け入れた産業廃棄物である建設廃材を破砕して、道路用資材としてリサイクルする設備が含まれるが、建設廃材の破砕に使用されるクラッシャは大きな騒音、振動を発生しうるため、低騒音型機器の採用や防音壁の設置など、より効果的な対策を講じる必要がある。しかしながら、これらの処分場自体による騒音、振動に関しては、ポリゴン社自ら環境影響評価を実施し、ロシア環境局の許認可を得ていることから、問題ないと考えられる。

6.2.4 排水

本プロジェクトからは、CGSに使用する冷却水やコジェネレーションによる発生する蒸気、温水のドレン等による排水が発生する。これらは処分場が保有する排水処理システムにて適切に処理することを考えており、本プロジェクトの排水による汚染は発生しないと考えられる。

処分場の排水に関しては、ポリゴン社自ら環境影響評価を実施し、ロシア環境局の許認可を得ているため、問題ないと考えられる。

第7章 利害関係者への影響

7.1 利害関係者のコメント

現地調査において、本プロジェクトに関する見解を表明した利害関係者のコメントの概要について、その収集方法と共に以下に列記する。

(1) 経済発展貿易省環境部長 Pluzhnikov 氏 (2004 年 9 月 1 日)

■ コメント収集方法

ロシア経済発展貿易省環境部会議室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「エネルギー供給面から言えば、このようなプロジェクトはスルグートのようなエネルギーの豊富なところでは必要ないだろう。しかしながら、このプロジェクトが、処分場の環境を改善するという意味では意義がある。オフィシャルな見解として言えることではないが、私自身は、JI プロジェクト実施に際しては我が省が全面的にサポートできる最も有力な政府機関であると考えている。」

(2) スルグート環境局長 Kuz minov 氏 (2004 年 9 月 3 日)

■ コメント収集方法

ポリゴン社会議室まで環境局長に来ていただき、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。また現在追加アンケート調査を実施しており、回答待ちである。

■ コメント概要

「現在、環境局では環境配慮型処分場に対して税制上の優遇措置を検討しており、ポリゴン社の処分場はこの優遇措置を受けられるであろう。」

(3) スルグート市長代理 Bratashov 氏 (2004 年 9 月 3 日)

■ コメント収集方法

スルグート市庁舎会議室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「寒いスルグートで本当に LFG が発生するのか疑問だ。市としてはプロジェクトに対して可能な範囲でサポートすることは可能だが、住民のゴミ処理費用負担が増加することは避けねばならない」

(4) スルグート環境委員会副委員長 Taran 氏 (2004 年 9 月 3 日)

■ コメント収集方法

スルグート市庁舎会議室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「スルグート市営処分場はまだまだ運用可能であり、何ら環境に悪影響を与えていない。ポリゴンの処分場は高価な設備を設けているが、スルグート市は現時点でそのような環境配慮型の最新設備が処分場に必要だとは考えていない。ただし、プロジェクトの実施に反対というわけではなく、実施する場合には可能な範囲でサポートする意向はある。」

(5) スルグート地区自治体助役 Cherkashin 氏 (2004 年 9 月 6 日)

■ コメント収集方法

スルグート地区庁舎会議室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「スルグート地区自治体内では、現在の市所有の処分場は環境に良くないため閉鎖したほうがよいとの見解であるが、その判断はスルグート市にゆだねられており、我々にはその決定権限はない。プロジェクトに関しては優良プロジェクトだと考える。」

(6) スルグート市長 Sidorov 氏 (2004 年 11 月 9 日)

■ コメント収集方法

スルグート市長室において会議の場を設け、事前に準備したアンケート用紙に基づき質問を実施した。

■ コメント概要

「ポリゴン社の処分場はスルグート市にとっても大変重要である。将来ポリゴン社の処分場と市営処分場とが競い合い、処理料金やサービスの面でより一層の向上を期待している。」

7.2 利害関係者のコメントの取扱い

ロシアは先般、京都議定書に批准したとは言うものの、政府担当機関（DNA）が一体どこになるのか、どのような組織・体制、手順による II プロジェクト活動を実施していけばよいかに関しては依然不透明であり、今後整備を進めていくことになる。従って、利害関係者が誰であるかをどのようにして決めるのか、利害関係者のコメントをどのように集めたらよいか、得られた利害関係者のコメントをどのように扱うのかといったガイドラインについても現時点では整備されていない。

本 FS では、2 回の現地調査において、想定される利害関係者のコメントを限られた範囲で収集してきたが、もちろんこれらのコメントだけでは十分とは言えないため、今後ロシア政府の取り決めに十分注意し、要求される利害関係者のコメントについて適切な方法により収集し、取り扱っていく必要がある。

これまでのところ、前項で紹介した通り、利害関係者によるコメントは全般的に肯定的な見解が多く、共通して言えるのは表明者全員がプロジェクト実施に対して支持的であるということである。従って、今のところこれらのコメントについて、我々が何らかの対応を実施する必要はないと考えている。

第8章 モニタリング計画

8.1 モニタリング方法論の検討

8.1.1 フェーズ1のモニタリング方法論

本プロジェクトにおけるフェーズ 1 に対して適用したベースライン方法論 ACM0001 “Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities” の適用条件の最終段落には、以下の記載がある。

This baseline methodology shall be used in conjunction with the approved monitoring methodology ACM0001 (“Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities”).

つまり、本プロジェクトのフェーズ 1 には、モニタリング方法論として統合化方法論 ACM0001 を採用する必要がある。

従って本プロジェクトのフェーズ1については、モニタリング方法論 ACM0001 を採用し、そこで要求されているモニタリング項目について、その方法論の記載に基づきモニタリングを実施することとする。

8.1.2 フェーズ2、3のモニタリング方法論

モニタリング方法論 ACM0001 の適用条件 (Applicability) には、ベースライン方法論 ACM0001 の適用条件と全く同一の記載がされている(3.3.1 項を参照)。この記載に従えば、本プロジェクトのフェーズ2および3については、小規模 CDM 方法論が適用可能であり、これについては、3.3.2 項で記載の通り、フェーズ2には「TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.D. Renewable electricity generation for a grid」が、またフェーズ3には「TYPE I RENEWABLE ENERGY PROJECT – I.C. Thermal energy for the user」が適用可能である。

従って、本プロジェクトのフェーズ2および3については、これらの方法論中のモニタリングに関するパラグラフに基づき、モニタリングを実施することとする。

8.2 モニタリング項目

前項の方法論に基づき、下表の通りモニタリング項目およびその方法を決定した。

表 8.1.1 モニタリング項目およびモニタリング方法

	モニタリング項目	計測器	単位	モニタリング方法	頻度	測定比率	データ保存方法	備考
ID1	LFG_{total} 回収されるLFG量	流量計	m^3	計測	連続的に計測し記録を1ヶ月に1回とる	100%	電子ファイル	
ID2	T LFGの温度	温度計	K	計測	1ヶ月に1回	100%	電子ファイル	
ID3	P LFGの圧力	圧力計	Pa	計測	1ヶ月に1回	100%	電子ファイル	
ID4	w_{CH_4} LFGのメタン濃度	メタン濃度計	%	計測	1ヶ月に1回	100%	電子ファイル	
ID5	$LFG_{electricty,y} + LFG_{thermaly,y}$ CGSに供されるLFG量	流量計	m^3	計測	連続的に計測し記録を1ヶ月に1回とる	100%	電子ファイル	
ID6	$LFG_{flare,y}$ フレア処理されるLFG量	流量計	m^3	計測	連続的に計測し記録を1ヶ月に1回とる	100%	電子ファイル	
ID7	Tf フレアスタック表面温度	温度計	Degree C	計測	連続的	100%	電子ファイル	
ID8	wf_{CH_4} フレア排気中のメタン濃度	メタン濃度計	%	計測	3ヶ月に1回、不安定なら毎月	100%	電子ファイル	
ID9	EG 売電量	電力量計	MWh	計測	連続的に計測し記録を1ヶ月に1回とる	100%	電子ファイル	
ID10	ET 売熱量	熱量計	GJ	計測	連続的に計測し記録を1ヶ月に1回とる	100%	電子ファイル	
ID11	AF 調整係数	ロシア政府にヒアリングする	-	計測および計算	1年に1回	100%	電子ファイル	
ID12	FE フレア効率	Tf (ID7) wf_{CH_4} (ID8)	%	計測および計算	3ヶ月に1回、不安定なら毎月	100%	電子ファイル	Tf と wf_{CH_4} により、計算にてFEを決定する。

全てのモニタリングデータはクレジット期間中およびその後2年間保存する。

上表中、特に売電、売熱に関する項目について、補足事項を以下に記載する。

ID9 (EG : 売電量)

この項目は、本プロジェクトに必要な所要電力を差し引いた正味送電端電力量を意味する。この ID9 は、プロジェクトの所要電力量が差し引かれた後の、当該処分場直前のポイントにおいて計測されるため、個別にプロジェクトの所要電力量を計測する必要はない。また、プロジェクト初期段階において、処分場から逆に電力を購入する場合には、ID9 の売電量はマイナスとしてカウントされる。

ID10 (ET : 売熱量)

この項目は、本プロジェクトに必要な所要熱エネルギーを差し引いた正味供給熱エネルギー量を意味する。この ID10 は、プロジェクトの所要熱エネルギーが差し引かれた後の、当該処分場直前のポイントにおいて計測されるため、個別にプロジェクトの所要熱エネルギー量を計測する必要はない。また、プロジェクト初期段階において、処分場から逆に熱エネルギーを購入する場合には、ID10 の売熱量はマイナスとしてカウントされる。

以上のモニタリング項目および測定ポイントを下図に示す。

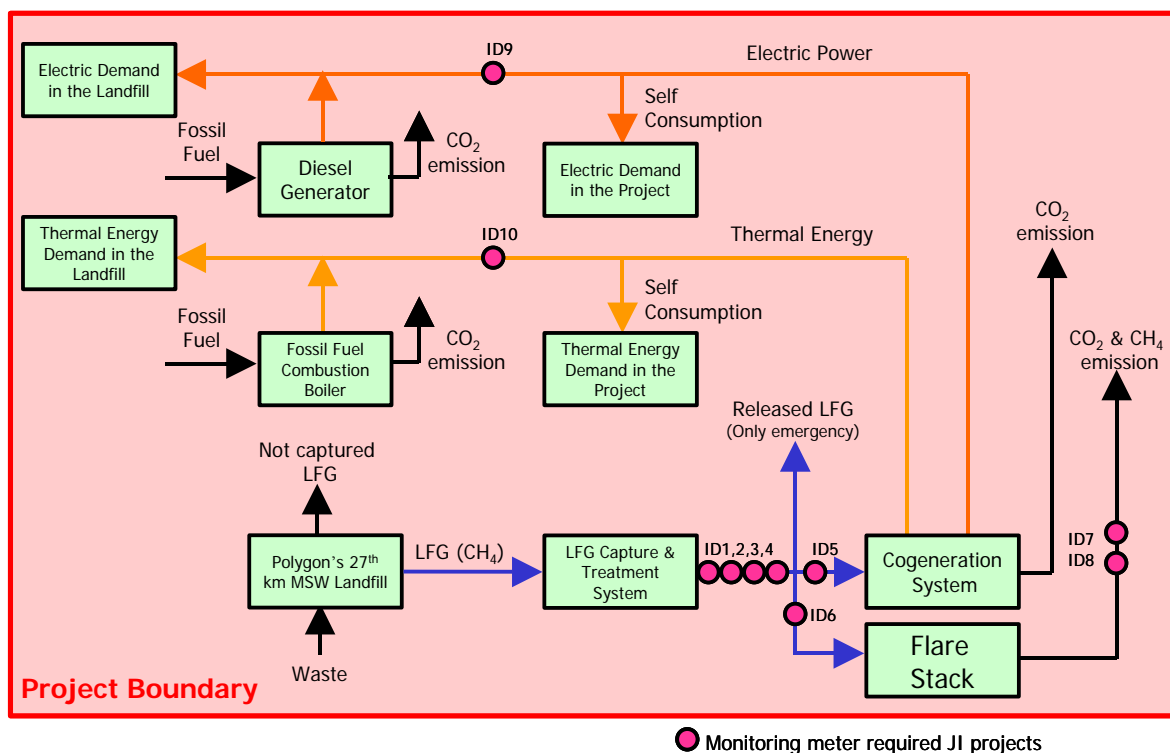


図 8.1.1 モニタリング項目と測定ポイント

8.3 モニタリング実施体制

本プロジェクトの実施に先だって、モニタリング方法論に基づき、ロシア側カウンターパートや関係機関と綿密な検討、協議を実施し、モニタリング実施者、責任者、管理者、モニタリング実施方針といった、モニタリング実施体制を十分に整備し、日露双方の意志疎通を図っておく必要がある。

しかしながら、このような実務レベルの事項に関しては、本 FS 内で決定しきれないものではないため、以下にモニタリング実施体制に関する概要案を記載するにとどめる。

- モニタリング用計測器は、精度の高い機器を選定すると共に、予め工場で検査され、試験に合格したものを導入する。
- 日本側は、モニタリング基準、標準、帳票、連絡体制、実施方針等、モニタリング実施に必要な書類等を整備する。モニタリング基準には、モニタリングデータの判断基準等が記載され、モニタリング標準には日常のモニタリング実施手順、留意事項などが記載される。
- モニタリング業務は、ロシア側が実施する。ロシア側は、日本側が作成したモニタリング体制およびモニタリング標準に基づき、モニタリングを誠実に実施し、これを日本側に定期的に報告する。
- ロシア側のモニタリング管理者、責任者はモニタリングデータを確認し、定められたとおりに保存する。また、定期的に日本側（四国電力）にその電子データを送信する。
- 日本側はモニタリングデータに異常がないかを確認し、異常があれば直に対応方法をロシア側に指示する。ロシア側は日本側に指示された対応を実施し、対応結果を日本側に忠実に報告する。

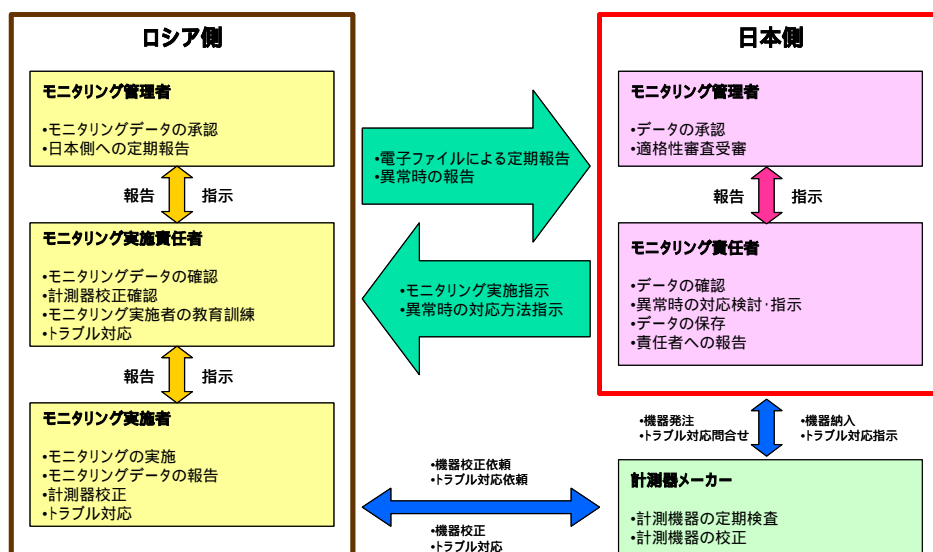


図 8.3.1 モニタリング実施体制

8.4 モニタリング計器の取扱い

前項と同様に、モニタリングに必要な計測機器の精度やその選定、および計測機器の校正方法などに関する実務レベルの事項については、本プロジェクトの実施に先だって、決定しておく必要がある。

しかしながら、実際に設置するモニタリング機器の取扱い等に関する事項についても、本FSの中で決定しきれものではないため、ここでは表 8.4.1 および表 8.4.2 にその概要案をまとめるにとどめる。詳細に関しては、今後具体的にプロジェクトの実施検討に踏み込んだ時点で、更なる検討が必要である。

表 8.4.1 モニタリング計器の選定

ID 番号	計器名称	測定範囲	選定した計器
ID1	流量計	0 ~ 400Nm ³ /h	渦式流量計
ID2	温度計	- 50 ~ 100	側温抵抗体
ID3	圧力計	0 ~ 100kPa (ゲージ圧力)	弾性式圧力計
ID4	メタン濃度計	0 ~ 60%	赤外線方式メタン濃度計
ID5	流量計	0 ~ 400Nm ³ /h	渦式流量計
ID6	流量計	0 ~ 400Nm ³ /h	渦式流量計
ID7	温度計	0 ~ 数百	熱電対
ID8	メタン濃度計	100 ~ 1,000ppm	赤外線方式メタン濃度計、あるいは、 ガスクロマトグラフ
ID9	電力量計	-	積算電力量計
ID10	熱量計	-	積算熱量計(温度計 1 対と流量計、演算器で校正される)

表 8.4.2 モニタリング計器の校正

ID 番号	計器名称	選定した計器
ID4, 8	メタン濃度計 (赤外線方式 メタン濃度計)	濃度既知の標準濃度のガスで校正する。
ID8	メタン濃度計 (ガスクロマト グラフ)	その機械を所有する分析業者が適切な校正を行っていることを確認する。
ID2	温度計 (側温抵抗体)	温度既知の恒温槽に入れて校正する。
ID7	温度計 (熱電対)	フレア設備の定期点検に併せて温度計の動作確認を実施する。
ID3	圧力計	検定用圧力校正器を用いて定期的に校正を実施する。
ID1, 5, 6	流量計	検定用流量校正器を用いて定期的に校正を実施する。
ID9	電力量	検定用電圧電流発生器を用いて定期的に校正を実施する。
ID10	熱量	熱量計は温度計、流量計、演算器で校正される。温度計は側温抵抗体に順ずる。流量計は渦流量計に順ずる。演算器は渦流量計流量表示部に順ずる。

第9章 経済性分析

本プロジェクトの事業性を評価するため、経済性分析を実施した。

9.1 前提条件

9.1.1 イニシャルコスト

本プロジェクトにはLFG回収システムやCGSといった各種設備の導入が実施されるため、これらに係る設備費用が発生する。この費用に関しては、CIS諸国におけるLFG回収利用プロジェクトに詳しいウクライナのコンサル会社¹⁶からの調査報告をそのまま採用することとする。以下に各設備の設備導入コストを示す。

表 9.1.1 イニシャルコスト

	費用（単位：千ルーブル）
地質調査、設計、許認可	1,200
LFG 回収システム	1,500
フレアスタック	960
誘引ブロワ	440
ガス処理設備	150
制御・計測装置（モニタリング機器含む）	630
LFG 輸送管	200
その他補機類	1,250
CGS	1,950
集合煙突	1,200
その他予備費	200

（表示額は全て据付工事、VAT 込み）

CGS の導入については、「4.2.1 CGS 導入計画」に基づき導入していくものとし、その都度上記費用が計上される。また、これに伴い、LFG 回収システムおよび LFG 輸送管が増設される。それ以外の設備は全て、プロジェクト開始年度（2007 年を想定）に計上されるものとする。

¹⁶ 科学技術センター バイオマス (SEC BIOMASS, Ukraine, Kiev)

9.1.2 ランニングコスト

本プロジェクトにおけるランニングコストとしては、人件費、設備のメンテナンスコストに加え、諸経費および法人税などが考えられる。以下にそれぞれに関する前提条件を説明する。

(1) 人件費

ロシアにおける人件費についても、設備導入費と同様、現地コンサル会社からの調査報告をそのまま採用することとした。これによると、管理者クラスは年間 263 千ルーブル、運転員クラスは年間 115 千ルーブルの費用が必要となる。

従事者数としては、「4.2.2 システム運転方法」に基づき、LFG 回収システム導入後に運転管理者が 1 名従事し、CGS を 1 台導入すると共に、運転員が 2 名増員されるものとする。また、事務員として 2 名がプロジェクト開始より従事し、運転員と同様の費用がかかるものとする。

(2) メンテナンスコスト

メンテナンスコストに関しては、CGS のエネルギー生産量 1kWh あたりの費用として 0.15 ルーブル/kWh を採用することとする。また、kWh からの計算ができない CGS 導入前については、LFG 回収システムに対するメンテナンスコストとして、毎年 200 千ルーブルを計上することとする。

(3) 諸経費

諸経費としては、減価償却費、人件費、メンテナンス費の合計に諸経費率を乗じた額を計上するものとする。本 FS では諸経費率 2% として試算する。

(4) 法人税¹⁷

ロシアには法人税に相当するものとして、企業利潤税がある。これは国税基本法第 25 章により規定されており、一般の税率は 24% となっている。州政府が軽減できる税率は 4% までとする旨の制限が設定されていることから、優遇税制を受けられる場合には 20% の税率が適用されることが期待できるが、本 FS では通常の 24% を採用することとする。この税率は、収入から減価償却費、人件費、メンテナンス費、諸経費を差し引いたものに適用する。

¹⁷ JETRO ホームページ 「ロシア税制」より抜粋 (<http://www3.jetro.go.jp>)

9.1.3 電力料金単価

SPC から当該処分場需要先への電力販売単価については、SPC と処分場との契約において協議され、決定されることとなるが、経済性分析においては、現地電力会社であるチュメニエネルギーが設定している電力料金単価表（表 1.3.9 参照）に示された単価のうち、本プロジェクトに該当する分類（4.その他需要家 - 1 部料金）中、最も保守的な料金である 0.822 ルーブル/kWh を採用することとする。この売電料金については、感度分析パラメータとして変動させ、それによって経済性に与える影響を評価することとする。

9.1.4 熱供給料金単価

SPC から当該処分場需要先への熱エネルギー販売単価についても、上記と同様に SPC と処分場との契約において協議され、決定されることとなるが、経済性分析においては、現地電力会社であるチュメニエネルギーが設定している熱供給料金単価表（表 1.4.5 参照）に示された単価のうち、本プロジェクトに該当する単価 170.4 ルーブル/Gcal（3.その他需要家 - スルグート）を採用することとする。この売熱料金については、感度分析パラメータとして変動させ、それによって経済性に与える影響を評価することとする。

9.1.5 その他

(1) 減価償却

減価償却はロシア連邦法（#117-FL、2004 年 7 月 29 日）第 258 項に規程されており、設備によって償却年数が分類されている。また、減価償却費の算定には第 259 項に 2 通りの方法が定められているが、一般的には設備に対応する償却年数に基づき、定額法、残存価値 0 として計算する方法がとられている。

LFG 回収利用システムが上記法律で定められるどの分類に該当するかについては、現在のところ不明であるため、本 FS での経済性分析では 10 年償却、残存価値 0 とし、定額法による計算を採用する。

(2) 為替レート

経済性分析においては、基本的にロシアの通貨であるルーブルにより試算しているが、炭素クレジット（ERU）の購入単価については、一般的に用いられている米ドルを使用する。露ルーブルと米ドルの為替レートとして 27.0 ルーブル/ドルを採用する。また、日本円での評価が必要な場合には、120 円/ドルを採用する。

(4) 炭素クレジット移転率

本プロジェクトにより発生する炭素クレジットがロシア側から日本側へどの程度移転されるかについては、ロシアの II 実施体制が未整備であるため、現時点では明確な数値はなく、本プロジェクトにとってのリスク要因となり得る。

本経済性分析においては、プロジェクト活動により発生するクレジットが日本側に 100% 移転された場合をまず検討するが、そのあとで、移転率が減少した場合にどのように経済性に影響を及ぼすかについて感度分析することとする。

(5) その他諸税

ロシア国税基本法には、企業活動に対して法人税（企業利潤税）の他に、付加価値税、固定資産税等が規定されている。

付加価値税（基本税率 18%）については、既に紹介した設備導入コストには含まれているため、別途算定する必要はない。また、固定資産税については、厳密には試算する必要があるが、税率が最大で 2.2% であり、環境配慮型プロジェクトの場合、政府との交渉により免税される可能性もあることから、諸経費の中でカバーできると考え、経済性分析では考慮しないこととする。

(6) 実質利率の考慮

ロシアはソ連崩壊後、価格自由化の結果として、1990 年代前半に通貨ルーブルの暴落、ハイパーインフレという非常な経済危機を経験し、一旦は鎮静化したものの 98 年の金融危機後に再びインフレ率は増加している。ようやくここ数年、落ち着いた推移を示しているとは言いつものの、2003 年末現在 12% 程度と高い値を示している。

一方、金融機関における利率についても同様に変動幅が大きかったが、ここ数年は落ち着いた傾向を示しており、2003 年末現在で物価上昇率と同等の 12% 程度となっている。しかし公開されている利率の透明性は不明である。また、ロシアの長期国債の利率は約 8% であり、こちらも比較的高い利率となっているが、物昇率ほどは高くない。

現在、ロシアにおけるこれらの経済指標は落ち着く方向に推移してはいるものの、将来どのように変化するか予測するのは困難であり、本経済分析において物昇率および利率を考慮しても、いたずらに分析を複雑化するだけで、あまり意味がないと考えられる。

従って、はじめのラフな経済分析では、ロシアにおける現在の物昇率と利率がほぼ同等の値を示している（実質利率 = 利率 ÷ 物昇率 - 100% = ゼロ）と考え評価する。そのあと実質利率をプラスマイナスに変動させることによって本プロジェクトの経済性への影響を評価することとする。

9.2 経済性分析結果

以上の前提条件の下で、経済性分析を実施した。まず、次頁の表 9.2.1 に炭素クレジットによる販売収入を考慮しない場合のキャッシュフローを示す。(詳細のキャッシュフローは「添付資料 - 3 別表 1」を参照のこと)

このキャッシュフローを見れば、イニシャルコストおよびランニングコストが大きいために、SPC から処分場エネルギー需要へのエネルギー販売収益だけでは、投資額が回収されないことが明白である。実質利率(物昇率と利率を組み合わせた利率)をゼロと仮定した場合には、表示したキャッシュフローの合計額そのものが現在価値と考えられるが、これがマイナスの値を示している。

実際、内部収益率(IRR: Internal Rate of Return)を計算しようとしても、その計算ができないキャッシュフローとなっている。つまり、「第3章 ベースライン設定」でも述べたとおり、ポリゴン社自ら本プロジェクトを実施しようというようなインセンティブは到底働かないと考えられる。

一方、本プロジェクトを II プロジェクトとして実施し、炭素クレジット(ERU)の単価を 6US\$とした場合の、炭素クレジット販売収益を考慮した場合、表 9.2.2 のようなキャッシュフローとなる。

この表では、炭素クレジットの販売収入が大きなウェイトを示し、これによって、プロジェクトの事業性を確保することが可能となっている。実質利率をゼロと仮定した場合には、プロジェクト実施期間での総利益は、表中のキャッシュフロー合計額そのものと考えることが出来、その額は 33,572 千ルーブル(約 149 百万円)となる。

また、この場合の内部収益率は 12.1%となり、ロシア国債の利回り(約 8%)に対して、十分大きい収益率が期待できることになる。

ただし、上記の数値は、キャッシュフローに物昇率を考慮していないため、一概に良否を判断することは出来ない。物昇率に何らかの数値を採用すれば、当然のことながらプロジェクト期間における正味利益は変動するため、それに見合った炭素クレジット単価を検討・設定していく必要がある。

以上の2つのキャッシュフローにより、本プロジェクトを II プロジェクトとして実施し、適切な炭素クレジット単価を設定することによって、経済的バリアを解消することが出来るということがわかる。しかしながら、実際に本プロジェクトに事業性があるかどうかについては、更なる検討が必要である。

表 9.2.1 炭素クレジット販売益を考慮しない場合のキャッシュフロー

単位:千ルーブル

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
収入	0	-85	-85	-85	-85	1,464	1,464	1,464	1,464	1,464	2,684
電力販売収入	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232
熱エネルギー販売収入	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
支出	7,730	722	722	722	4,572	1,288	1,288	1,288	1,288	5,138	1,891
設備投資額	7,730	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
人件費	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
メンテナンスコスト	0	200	200	200	200	517	517	517	517	517	870
諸経費	0	29	29	29	29	48	48	48	48	48	67
企業利潤税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー	-7,730	-807	-807	-807	-4,657	176	176	176	176	-3,674	793

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	2,718	2,753	2,787	2,811	2,835	2,844	2,882	2,906	2,930	2,954	38,083
	2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,333	2,366	2,383	2,401	2,419	31,142
	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
	1,906	1,928	1,950	1,963	2,063	5,920	2,202	2,211	2,221	2,306	51,321
	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	19,280
	953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
	888	905	923	932	942	948	961	970	979	989	13,694
	52	53	53	53	46	46	58	58	59	51	953
	13	17	21	25	122	123	0	0	0	83	404
	812	825	837	848	772	-3,076	680	695	709	648	-13,238

表 9.2.2 炭素クレジット販売益を考慮した場合のキャッシュフロー

単位:千ルーブル

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
収入	0	256	466	733	1,003	3,112	3,375	3,632	3,880	4,120	5,787
炭素クレジット販売収入	0	340	551	817	1,088	1,648	1,911	2,168	2,416	2,656	3,103
電力販売収入	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232
熱エネルギー販売収入	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
支出	7,730	722	722	722	4,572	1,448	1,511	1,573	1,632	5,540	2,455
設備投資額	7,730	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
人件費	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
メンテナンスコスト	0	200	200	200	200	517	517	517	517	517	870
諸経費	0	29	29	29	29	48	48	48	48	48	67
企業利潤税	0	0	0	0	0	160	223	285	344	402	565
キャッシュフロー	-7,730	-467	-256	10	-3,569	1,664	1,864	2,059	2,248	-1,420	3,331

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	6,049	6,303	6,547	6,769	6,983	7,171	7,391	7,590	7,787	7,981	96,933
	3,331	3,550	3,760	3,958	4,148	4,328	4,508	4,684	4,857	5,027	58,850
	2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,333	2,366	2,383	2,401	2,419	31,142
	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
	2,706	2,780	2,852	2,913	3,058	6,959	3,262	3,318	3,372	3,513	63,361
	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	19,280
	953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
	888	905	923	932	942	948	961	970	979	989	13,694
	52	53	53	53	46	46	58	58	59	51	953
	813	869	924	975	1,118	1,161	1,061	1,106	1,151	1,289	12,444
	3,344	3,522	3,695	3,856	3,925	213	4,128	4,273	4,415	4,468	33,572

炭素クレジット単価:6US\$/tonCO2

9.2.1 内部収益率

前項のキャッシュフローにおいて、炭素クレジット単価 6US\$/tonCO₂としていたところを、様々な単価に変動させ、IRRを変化させた結果を表 9.2.3 および図 9.2.1 に示す。

表 9.2.3 ERU 単価による IRR の変化

ERU単価	内部収益率
2 \$/t-CO ₂	1.6%
3 \$/t-CO ₂	5.0%
4 \$/t-CO ₂	7.7%
5 \$/t-CO ₂	10.0%
6 \$/t-CO ₂	12.1%
7 \$/t-CO ₂	13.9%
8 \$/t-CO ₂	15.7%
9 \$/t-CO ₂	17.3%
10 \$/t-CO ₂	18.9%
11 \$/t-CO ₂	20.3%
12 \$/t-CO ₂	21.7%
13 \$/t-CO ₂	23.0%
14 \$/t-CO ₂	24.3%
15 \$/t-CO ₂	25.6%

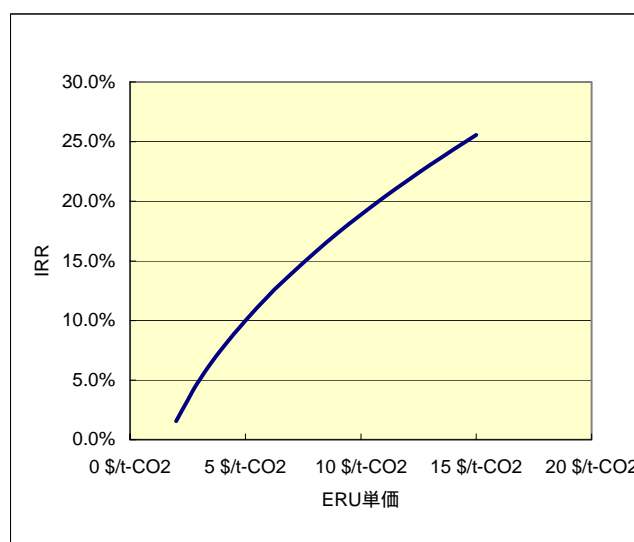


図 9.2.1 ERU 単価による IRR の変化

仮にロシア国債の利回り(約 8%)を指標とするならば、上表から、本プロジェクトは ERU 単価 5 ~ 6US\$程度で事業性があると言える。

9.2.2 投資回収年数と正味利益

ロシアにおいては、その国情から、将来的に物価上昇率や利率の変動が大きくなることが想定される。特に、1990 年代初頭に経験したハイパーインフレほどの経済危機はないとしても、将来インフレが起こる可能性は否めない。あるいは金融機関の利率が大きく下降するようなケースも想定される。こうした状況を踏まえ、実質利益を十分考慮した事業性評価が重要である。従って、ここでは実質利率を変動させて、その事業性に与える影響を把握する。

例えば、インフレ側の想定として、利率 12.0%、物価上昇率が 25%に達した場合、実質利率は、 $1.12 \div 1.25 = 0.896$ 、つまりマイナス 10%程度となる。この場合、投資回収年数は 10 年となるが、正味利益(20 年後終価)は 110 百万円とかなり減少してしまう。

また、利率 12.0%、物価上昇率 20%とした場合、実質利率は約マイナス 7%となり、投資回収年数は 10 年、正味利益 123 百万円となり、やはり目減りする。

逆に、利率が現状の 12%のまま、仮にロシア国内の物昇率が 7%程度の水準まで下がると仮定した場合（このケースは考えにくい）には、実質利率は 5%程度となり、投資回収年数は 13 年と悪化し、この場合も正味利益が 143 百万円程度になる。

一方、物昇率が現状から若干下がるだけにとどまり、10%程度になったとした場合には、実質利率が約 2%となることから、投資回収年数は 12 年となるが、20 年後の正味利益は 33,989 千ルーブル（151 百万円）と事業性は高くなる。

このような実質利率変動によるプロジェクトへの影響をまとめたもの（表 9.2.2 で示したキャッシュフローベース）を、表 9.2.4 に示す。正味利益とは、プロジェクト期間 20 年間を経過した時点の終価を示す。

表 9.2.4 実質利率変動による影響

実質利率	投資回収年数	正味利益	
		千ルーブル	百万円
-10%	10年	24,939	110.8
-8%	10年	26,795	119.1
-6%	10年	28,702	127.6
-4%	10年	30,573	135.9
-2%	11年	32,268	143.4
0%	11年	33,572	149.2
2%	12年	34,161	151.8
4%	12年	33,560	149.2

以上から、実質利率（利率、物価上昇率）の変動は、本プロジェクトの事業性に影響を与えるため、これが本プロジェクトにおける大きなリスクの 1 つとすることができる。

しかしながら、このロシアにおける利率や物昇率の変動リスクは、プロジェクト参加企業がコントロールできるようなものではなく、かつその変動を予測するのは困難であるため、このリスクに対して何らかの対策をとることは難しい。実際に大きな変動が起こった場合には、そのときの状況を十分考慮し、臨機応変にプロジェクト実施計画の見直し等について検討していく必要がある。

感度分析

以上のキャッシュフロー分析だけでは事業性を把握するにはまだ不十分であると考えられるため、ここでは本プロジェクトの経済性に影響を与えると考えられるパラメータを抽出・変化させ、その変化によって表 9.2.2 で示したキャッシュフローがどのように変化するかについて感度分析を実施する。

9.2.3 電力料金単価

電力料金単価の設定に際しては、SPC とポリゴン社処分場との間で協議・検討・契約が必要となり、事前に電力料金単価の妥協範囲を検討しておく必要がある。また、SPC としては、当該処分場の地理的要因等を考慮に加え、交渉段階で可能な限り高い単価に設定できることが望ましい。

これまでの経済分析では電力料金単価を地元電力会社であるチュメニエネルゴの単価（0.822 ルーブル/kWh）としているが、この単価を変化させ、経済性に対する影響を確認した結果を表 9.3.1 および図 9.3.1 に示す。

表 9.3.1 電力料金単価による感度分析

電力料金単価 ルーブル/kWh	IRR	投資回収 年数	正味利益	
			千ルーブル	百万円
0.2	7.1%	14年	15,663	69.6
0.4	8.9%	13年	21,457	95.4
0.6	10.5%	12年	27,198	120.9
0.8	11.9%	11年	32,940	146.4
1.0	13.2%	11年	38,682	171.9
1.2	14.4%	10年	44,424	197.4

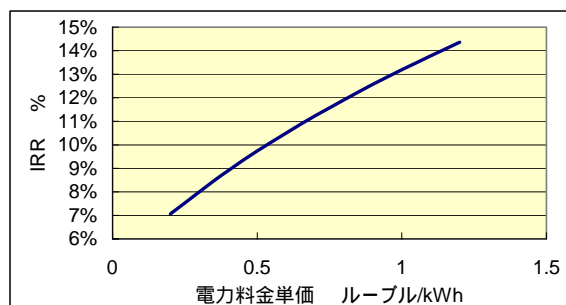


図 9.3.1 電力料金単価による感度分析

この結果から、電力料金単価の設定がプロジェクト IRR に与える影響は大きいと考えられる。プロジェクトの事業性を確保しつつ、ポリゴン社処分場との契約を円滑に実施するためには、地元の電力会社による電力料金設定から大きく乖離せず、且つ処分場の地理的要因を考慮し若干高めの料金設定を交渉することが考えられる。1.0 ルーブル/kWh であれば、IRR を高めに維持でき、合理的な料金設定だと考えられる。逆に、処分場の LFG を使用していることから、料金設定を安くするよう要請があったとしても、地元電力会社の料金と同等の 0.8 ルーブル/kWh を目安に交渉する必要がある。

9.2.4 熱エネルギー販売単価

熱エネルギー料金単価の設定においても、電力料金と同様に、SPC とポリゴン社処分場との間で協議・検討・契約が必要であり、事前に料金設定の妥協範囲を検討しておく必要がある。

熱エネルギーの料金単価についても、電力料金と同様、地元電力会社であるチュメニエネルゴの単価を採用（170.4 ルーブル/GJ）としているが、この単価を変化させ、経済性に対する影響を確認した結果を表 9.3.2 および図 9.3.2 に示す。

表 9.3.2 熱料金単価による感度分析

熱エネルギー 料金単価 ルーブル/GJ	IRR	投資回収 年数	正味利益	
			千ルーブル	百万円
0	10.7%	12年	28,309	125.8
120	11.7%	11年	32,015	142.3
140	11.8%	11年	32,633	145.0
160	12.0%	11年	33,251	147.8
180	12.1%	11年	33,868	150.5
200	12.3%	11年	34,486	153.3

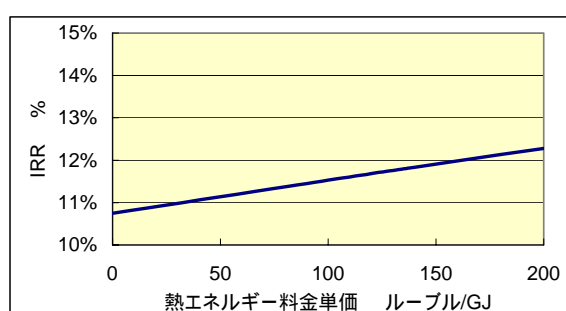


図 9.3.2 熱料金単価による感度分析

上記の結果からわかるとおり、熱エネルギー供給による収入の絶対量が電力による収入と比較してそれほど多くないことから、熱量金単価がプロジェクトの事業性に与える影響はあまり無いと考えられる。従って、熱販売については、それほど重要視する必要はないと判断できる。

9.2.5 設備投資額

設備投資額については、前述の通り、LFG 有効利用プロジェクトに詳しいウクライナのコンサル会社からの報告であり、信頼性の高い値だと考えているが、実際には現在の想定額から変更が生じること十分考えられる。従って、このイニシャルコストをマイナス 30% からプラス 30%まで変化させたときの IRR の変動幅を確認した。その結果を表 9.3.3 および図 9.3.3 にまとめる。

これによると、設備投資額がプラスマイナス 30%で変動させたとき、IRR は 9%から 16%に変動し、振れ幅が大きいことがわかる。従って、当然のことながら、イニシャルコスト低減に努めることが肝要である。

表 9.3.3 設備投資変動による感度分析

設備投資変動率	IRR	投資回収年数	正味利益	
			千ルーブル	百万円
-30%	16.1%	10年	38,438	170.8
-20%	14.6%	10年	36,816	163.6
-10%	13.2%	11年	35,194	156.4
0%	12.1%	11年	33,572	149.2
10%	11.0%	12年	31,950	142.0
20%	10.1%	12年	30,327	134.8
30%	9.2%	12年	28,705	127.6

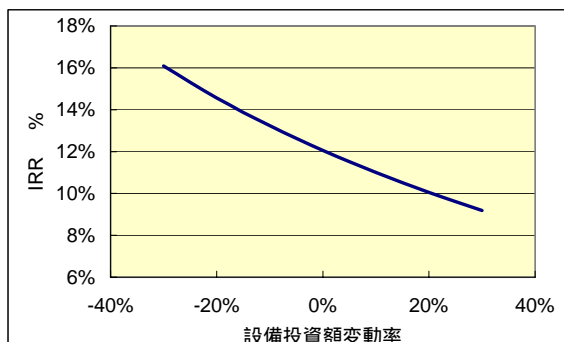


図 9.3.3 設備投資変動による感度分析

9.2.6 メンテナンス経費率

メンテナンス費率については、ウクライナのコンサル会社からの報告を参考にしつつ、日本側で独自に想定した値であり、実際の事業運営において、想定以上のメンテナンス経費がかかる可能性は十分にあり得る。

従って、これまでの分析において 0.15 ルーブル/kWh を想定していたメンテナンス経費率を上下に変動させた。その結果を表 9.3.4 および図 9.3.4 にまとめる。

表 9.3.4 メンテナンス経費率による感度分析

メンテナンス経費率 ルーブル/kWh	IRR	投資回収年数	正味利益	
			千ルーブル	百万円
0.10	12.8%	11年	36,904	164.0
0.15	12.1%	11年	33,572	149.2
0.20	11.2%	12年	30,240	134.4
0.25	10.4%	12年	26,908	119.6
0.30	9.4%	12年	23,576	104.8

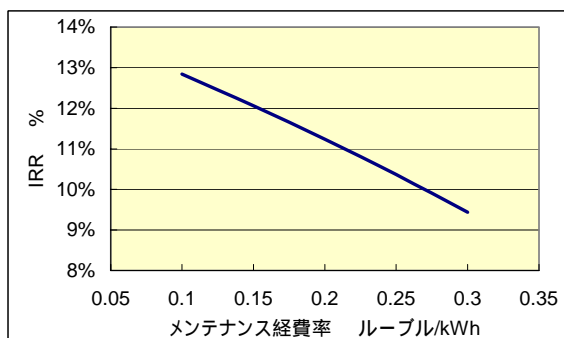


図 9.3.4 メンテナンス経費率による感度分析

これによると、上表のようにメンテナンス経費率を 0.05 ルーブル/kWh ずつ増加させた場合、IRR は 1%程度ずつ減少していき、想定値の倍になると、IRR は 10%を割る結果となることが分かる。

0.15 ルーブル/kWh は現地コンサルからの報告値（約 0.1 ルーブル/kWh）よりも大きな数値となっており、現地での CGS のメンテナンス経費として適切なものと考えているが、この想定値より費用が増加しないよう、経費節減に努力することが必要である。

9.2.7 LFG 回収利用量

対象処分場であるポリゴン社処分場は、前述したとおり、2004年9月に運開したばかりの新しい処分場であり、現在予測している埋立処分量が、実際には予測を下回る、あるいは上回るというケースが当然発生すると思われる。

また、スルグートという厳寒な気候条件により、廃棄物は予測どおり十分な量が埋立処分されたとしても、廃棄物からのLFG発生量が予測を下回るというリスクを背負っていることも事実である。

更に、LFG回収利用技術の面でも、現在設計段階で期待しているLFG回収率をシステムが十分発揮しないという可能性も秘めている。

こうしたLFG回収利用量の変動につながる要因を加味するため、LFG回収利用量そのものをマイナス20%からプラス20%まで変動させる。この場合にIRRがどのように変化するかについて、以下の図表にまとめる。

表 9.3.5 LFG 回収利用量による感度分析

LFG 回収利用量 変動	IRR	投資回収 年数	正味利益	
			千ルーブル	百万円
-20%	9.5%	13年	24,933	110.8
-10%	10.8%	13年	29,912	132.9
0%	12.0%	11年	33,439	148.6
10%	13.0%	11年	38,318	170.3
20%	14.5%	10年	43,955	195.4

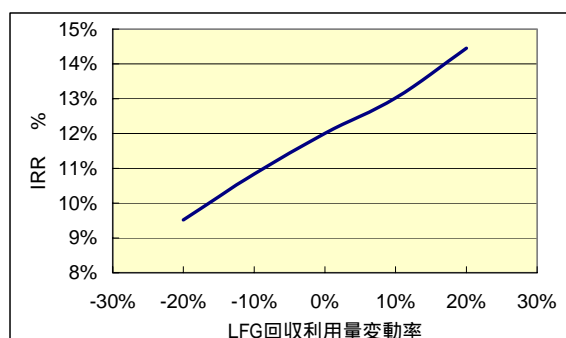


図 9.3.5 LFG 回収利用量による感度分析

LFG回収利用量は、CGS導入時期にも影響を及ぼし、LFG回収利用量がマイナス10%、マイナス20%となる場合には、CGS導入台数は2基のみとなる。一方、プラス側に20%変動させても、CGS導入台数は3基のままとなる。

上表から、LFG回収利用量の変動により、IRRが大きく影響を受けることがわかる。予想以上の回収量が期待できる場合には、事業性が高まり、優良プロジェクトになり得るが、廃棄物埋立量が伸び悩む、LFG発生量が予想を下回る、LFG回収率が期待性能に達しない等の問題点発生した場合には、事業化そのものを再検討する必要がある。

9.2.8 為替変動

ERU に対する投資を現地通貨建てとするか、米ドル建てとするかについては、ロシア側と日本側の協議によるものであるが、いずれにしても為替変動リスクが生じる。特にロシア通貨であるルーブルはロシア経済の影響を大きく受けることから、これによって事業性に大きな影響を与える。例えば米ドル建てで ERU を購入する場合、SPC の収入は米ドルとなるが、ロシアルーブルの貨幣価値が上がれば、収入はその分減少する。

現在の経済評価においては 27 ルーブル/ドルを採用しているが、ロシアの今後の情勢次第では、20 ルーブル/ドルや 15 ルーブル/ドルに変動する可能性もある。このような場合、下表からわかるとおり、本プロジェクトの事業性は一気に失われることになる。

表 9.3.6 為替変動による感度分析

為替レート ルーブル/ドル	IRR	投資回収 年数	正味利益	
			千ルーブル	百万円
15.00	5.9%	14年	13,379	59.5
20.00	8.7%	13年	21,802	96.9
25.00	11.2%	12年	30,209	134.3
30.00	13.3%	11年	38,616	171.6
35.00	15.3%	10年	47,023	209.0

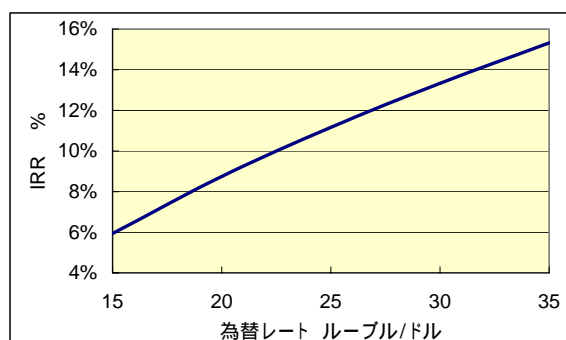


図 9.3.6 為替変動による感度分析

従って、米ドルの貨幣価値に変動がほとんど無いとすれば、日本側の ERU に対する投資は実施しやすいと言えるが、SPC としては、ある一定期間毎に為替変動を考慮して ERU 単価に関する契約額を更改するなど、為替変動リスクをカバーできるようにする必要がある。

一方、ルーブル建てで日本側から ERU 収入を得る場合、SPC としてはインフレ等が起こらない限りリスクは少ない。しかしながら日本側は、ルーブルの貨幣価値が高くなればそれだけ投資額が大きくなる。ひいては獲得できるクレジット単価が上昇することになるため、やはり注意が必要である。日本としては為替変動リスクの低い米ドル建てでの契約が望まれる。

以上の為替変動リスクについては、プロジェクトの事業性そのものを揺るがしかねないため、金融機関等の専門家による判断を仰ぎつつ、ロシアの経済動向に十分目を向けて検討を進めていく必要がある。

9.2.9 ロシアからの ERU 移転率

これまでの経済性評価では、本プロジェクトで発生する ERU クレジットは 100%全て日本側に販売し、収益を得ることを前提に進めてきた。しかしながら、ロシアが今後 JI プロジェクトの実施環境を整備していく中で、炭素クレジットの移転率についての方針も明確になってくると考えられる。少なくとも、発生する ERU を全量相手国側に移転するということはあまり考えられず、むしろ、折半(移転率 50%)となる可能性が高いと予想される。日本側参画企業としては、更に手数料として獲得クレジットから一部が差し引かれるため、正味獲得 ERU は 40%程度にまで減少することも考えられ、この場合、SPC の収益が悪化すると共に、日本側にとっても本プロジェクトを JI として実施するインセンティブが働きにくくなる。今後のロシア政府の方針が気になるところである。

表 9.3.7 および図 9.3.7 に、ERU 移転率によるプロジェクト IRR の変動および日本側の獲得クレジット量(手数料差し引き前)を示す。

表 9.3.7 ERU 移転率による感度分析

ERU 移転率	IRR	投資回収年数	正味利益		日本側獲得ERU tonCO ₂
			千ルーブル	百万円	
30%	0.7%	20年	1,393	6.2	108,981
40%	3.0%	18年	6,172	27.4	145,308
50%	5.0%	15年	10,829	48.1	181,635
60%	6.7%	14年	15,413	68.5	217,962
70%	8.2%	13年	19,953	88.7	254,289
80%	9.6%	12年	24,492	108.9	290,616
90%	10.8%	12年	29,032	129.0	326,943
100%	12.1%	11年	33,572	149.2	363,270

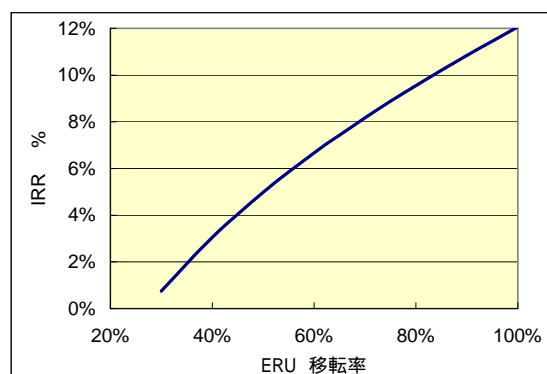


図 9.3.7 ERU 移転率による感度分析

上表によると、プロジェクトの事業性を確保しつつ、日本側の獲得可能な ERU を極力多くするポイントとして、ERU 移転率を最低でも 80%確保したいところである。事業性を確保するためには、単純に ERU 単価を上げれば良いが、日本側からの投資額を増加し、事業性を確保しても、獲得 ERU が目減りするのでは、日本側としてあまり面白くない。従って、この ERU 移転率が本プロジェクトにおいて最も厳しいパラメータであり、日露両国間の十分な協議・交渉が必要となろう。

9.2.10 総合的評価

以上の各種パラメータによる感度分析を組合せ、総合的にどのようにプロジェクトの経済性が変動するかを評価する。

まず以下に、総合評価のベースとなるシナリオを記載する（表 9.2.2 に示したキャッシュフローをベースとしている）。

ベースシナリオ

- 電力料金単価：0.822 ルーブル/kWh
- 熱エネルギー販売料金単価：170.4 ルーブル/GJ
- メンテナンス経費率：0.15 ルーブル/kWh
- 為替レート：27 ルーブル/ドル
- ERU 移転率：100%
- 実質利率：0%
- 上記条件における IRR：12%

このベースシナリオから、下記想定シナリオに示すようなパラメータ変化があった場合に、プロジェクト IRR が 12%（ロシアにおける金融機関の利回りレベル）を上回るようにするための ERU 単価を求める。ただし、各想定シナリオに共通の条件として、為替レート 25 ルーブル/ドル、ERU 移転率 80%、実質利率 2%を盛り込む。

想定シナリオ 1

- 電力料金単価：0.6 ルーブル/kWh
- 設備投資変動：+10%
- メンテナンス経費率：0.20 ルーブル/kWh
- LFG 回収利用量変動率：-10%

想定シナリオ 2：

- 電力料金単価：0.5 ルーブル/kWh
- 設備投資変動：+10%
- メンテナンス経費率：0.25 ルーブル/kWh
- LFG 回収利用量変動率：-10%

想定シナリオ 3：

- 電力料金単価：0.5 ルーブル/kWh
- 設備投資変動：+20%
- メンテナンス経費率：0.25 ルーブル/kWh
- LFG 回収利用量変動率：-20%

以下に各想定シナリオにおける試算結果を示す。

表 9.3.8 総合評価結果

	IRR12%を満足する ERU単価 US\$/tonCO ₂	投資回収年数	正味利益 千ルーブル
ベースシナリオ	6.0	11年	33,572
想定シナリオ1	10.9	12年	36,107
想定シナリオ2	11.8	12年	35,089
想定シナリオ3	13.9	13年	37,180

上表より、想定される負の要因を加味したERUクレジット単価は、当初の想定値（6 US\$/tonCO₂）の約2倍程度となることが確認された。

以上の結果は、それぞれのパラメータをより悪い方向に想定したものを重ねた結果であり、想定シナリオ3のようなケースにまで変動することは考えにくいですが、万一このようなケースになると予想される場合、事業性を確保するために試算結果通りにERU単価をつり上げれば、それだけERUへの投資額が増加するため、日本側としてJI実施に踏み込むのは困難となる。

今回の総合分析では、目標値としたプロジェクトIRRが12%と比較的高い値であるが、ロシア国債利回り（約8%）程度を満足すればよいのであれば、ERU単価はその分下がってくる。

いずれにせよ、こうしたパラメータ変動リスク、ロシア情勢、SPCの事業性等を十分総合的に評価し、検討を進める必要があるが、一方で、コストダウンや収益の確保といった努力をしつつ、JIとして実施できるだけの事業性を確保する必要がある。

9.3 電力を系統連系する場合の経済分析（参考）

本項では、CGS による発電電力を地元電力会社であるチュメニエネルギーの所有する既存電力系統に連系し、売電する場合の経済分析結果について説明する。

9.3.1 前提条件

基本的な前提条件は「9.1 前提条件」で紹介したものと同等とするが、系統連系することにより変わってくる前提条件については以下の条件を適用するものとする。

(1) 系統連系の考え方

CGS によって生産される電力は、処分場の電力需要には売電されず、全てチュメニエネルギーに売電されるものとし、処分場電力需要への供給はしないものとする。

系統連系設備はプロジェクト初年度に設置され、CGS 1 基目が導入されるまでの間は LFG 回収システムの補機動力のために系統から電力を購入することになる。CGS 1 基目が導入されれば、CGS は年間 90%の稼働率によって発電し、発電電力全量が系統に売却される。

ちなみに、熱エネルギーに関しては、熱供給ネットワークに接続しないため、これまでの前提条件どおりとなる。電力の系統連系によって CGS の設備利用率が常時 90%と高まるが、これによって発生する熱エネルギーのうち、処分場の熱需要を超える余剰エネルギーは捨てられることになる。つまり、余剰熱エネルギーは処分場の化石燃料炊きボイラ代替効果に含まれないものとする。

(2) 電力を系統連系する場合のベースライン

電力を系統連系するため、適用するベースラインは「3.3.2(2)」で説明したとおり、ロシアにおける全電源排出原単位である $0.422 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}$ を適用することとする。この原単位の詳細については、「3.3.2(2)」を参照されたい。

(3) 電力料金

系統から電力を購入する場合の電力料金単価には、 $0.822 \text{ ルーブル}/\text{kWh}$ を適用する。また、系統への電力販売料金単価には、チュメニエネルギーの買い取り価格である、 $0.286 \text{ ルーブル}/\text{kWh}^{18}$ を適用することとする。

¹⁸ 出典：「海外諸国の電気事業 第1編」海外電力調査会，2003

(4) 初期投資額

系統連系設備への初期投資額は、チュメニエネルギーからの聞き取り価格である 100 千ドル (2,700 千ルーブル) を使用する。

(5) メンテナンス経費

メンテナンス経費には、初期投資額の 2% (54 千ルーブル) を毎年計上する。

9.3.2 電力を系統連系する場合のエネルギー供給量

系統連系の考え方にに基づき、本プロジェクトからのエネルギー供給量を下表にまとめる。

表 9.4.1 電力を系統連系する場合のエネルギー供給量試算結果

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CGS導入台数	台	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
CGS設備容量	kW													
電力	kW	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200
熱エネルギー	kW	0	0	0	0	0	0	0	0	286	286	286	286	286
CGS年間供給可能量	MWh	計算式: 出力可能量 = 設備容量 × 24時間 × 365日 × 設備利用率90% × (1-所内率10%)												
電力	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	1,419	1,419	1,419	1,419	1,419
熱エネルギー	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029
処分場エネルギー需要														
電力	MWh	0	2,394	2,433	2,471	2,510	2,550	2,589	2,588	2,588	2,613	2,638	2,664	2,689
熱エネルギー	MWh	0	1,872	2,043	2,213	2,383	2,508	2,632	2,631	2,630	2,722	2,813	2,904	2,995
CGSからのエネルギー供給量		備考: 発電電力は全量系統に販売し、熱エネルギーは処分場の需要を上限に供給する。												
電力: EG _y	MWh	0	0	0	0	-88	-88	-88	-88	1,419	1,419	1,419	1,419	1,419
熱エネルギー: ET _y	MWh	0	0	0	0	-88	-88	-88	-88	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CGS導入台数	台	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
CGS設備容量	kW												
電力	kW	400	400	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600
熱エネルギー	kW	572	572	572	572	572	572	572	858	858	858	858	858
CGS年間供給可能量	kWh	計算式: 出力可能量 = 設備容量 × 24時間 × 365日 × 設備利用率90% × (1-所内率10%)											
電力	kWh	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	4,257	4,257	4,257	4,257	4,257
熱エネルギー	kWh	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	6,088	6,088	6,088	6,088	6,088
処分場エネルギー需要													
電力	MWh	2,715	2,740	2,766	2,791	2,813	2,835	2,856	2,878	2,900	2,921	2,943	2,965
熱エネルギー	MWh	3,087	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650	3,691
CGSからのエネルギー供給量		備考: 発電電力は全量系統に販売し、熱エネルギーは処分場の需要を上限に供給する。											
電力: EG _y	MWh	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	2,838	4,257	4,257	4,257	4,257	4,257
熱エネルギー: ET _y	MWh	3,087	3,178	3,269	3,361	3,402	3,443	3,485	3,526	3,567	3,609	3,650	3,691

上表に示すとおり、電力については、CGS 導入前には系統から購入し、CGS 導入後は、90%の稼働率によって生産される発電電力が全て系統側に販売される。また、熱エネルギーについても、CGS 導入前は処分場のボイラから購入することになるが、CGS 導入後は、処分場の需要を上限に CGS から熱エネルギーが販売される。

9.3.3 電力を系統連系する場合の GHG 排出削減量

上記結果に基づき電力を系統連系する場合の GHG 排出削減量を試算した結果を表 9.4.2 に示す。

表 9.4.2 電力を系統連系する場合の GHG 排出削減効果試算結果

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GHG排出削減効果合計 ton CO ₂	0	0	0	0	2,132	3,433	5,077	6,747	9,663	11,291	12,875	14,408	15,885
フェーズ1による削減効果 ton CO ₂	0	0	0	0	2,194	3,495	5,139	6,808	8,500	10,128	11,712	13,245	14,723
CGS発電による効果 ton CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	2,682	2,682	2,682	2,682	2,682
CGS熱生産による効果 ton CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	3,836	3,836	3,836	3,836	3,836
フレア処理による効果 ton CO ₂	0	0	0	0	2,194	3,495	5,139	6,808	1,982	3,610	5,194	6,727	8,205
フェーズ2による削減効果 ton CO ₂	0	0	0	0	-39	-39	-39	-39	627	627	627	627	627
フェーズ3による削減効果 ton CO ₂	0	0	0	0	-23	-23	-23	-23	536	536	536	536	536

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	合計
GHG排出削減効果合計 ton CO ₂	18,236	19,624	20,956	22,231	23,439	24,593	25,697	27,422	28,488	29,537	30,571	31,590	352,306
フェーズ1による削減効果 ton CO ₂	16,167	17,531	18,838	20,090	21,286	22,430	23,523	24,610	25,665	26,703	27,726	28,734	320,511
CGS発電による効果 ton CO ₂	4,608	4,680	4,751	4,822	4,854	4,886	4,918	6,054	6,086	6,118	6,150	6,182	71,337
CGS熱生産による効果 ton CO ₂	6,590	6,692	6,793	6,895	6,941	6,987	7,033	8,657	8,703	8,749	8,795	8,841	102,011
フレア処理による効果 ton CO ₂	4,968	6,160	7,294	8,373	9,492	10,557	11,572	9,899	10,876	11,836	12,781	13,711	147,163
フェーズ2による削減効果 ton CO ₂	1,255	1,255	1,255	1,255	1,255	1,255	1,255	1,882	1,882	1,882	1,882	1,882	19,290
フェーズ3による削減効果 ton CO ₂	815	839	863	887	898	909	920	931	942	953	963	974	12,505

系統連系しない場合（表 5.1.6）と比較すると、系統連系する場合にはCGSの稼働率が常時 90%と高まるために、フレアで処理されるLFGが減少し、その分非常に少量ではあるが、フェーズ 1 によるGHG排出削減量は増加する。しかしながら、ベースラインのCO₂排出原単位が 0.422 kg-CO₂/kWhと小さくなるために、系統の火力発電所を代替する（フェーズ 2）ことにより得られるGHG排出削減効果はかなり小さくなる。ただし、もともとフェーズ 2 による効果はフェーズ 1 のそれと比べて非常に小さい量であるため、全体としては系統連系しない場合とさほど大差ないことがわかる。フェーズ 3 による削減効果は変わらない。

9.3.4 電力を系統連系する場合の経済分析

以上の条件をもとに、電力を系統連系する場合のキャッシュフローを試算した結果を表に示す。(詳細のキャッシュフローは「添付資料 - 3 別表 2」を参照のこと)
ただし、ERU単価は9.2項で実施した評価と同じ6US\$/tonCO₂とする。

表 9.4.3 電力を系統連系する場合のキャッシュフロー

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
収 入	0	261	471	738	1,008	2,269	2,532	2,789	3,037	3,277	4,218
炭素クレジット販売収入	0	345	556	823	1,093	1,565	1,829	2,086	2,334	2,573	2,954
電力販売収入	0	-72	-72	-72	-72	406	406	406	406	406	812
熱エネルギー販売収入	0	-13	-13	-13	-13	297	297	297	297	297	452
支 出	10,430	783	783	783	4,633	1,349	1,349	1,352	1,411	5,319	2,074
設備投資額	10,430	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0
人件費	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953
メンテナンスコスト	0	254	254	254	254	571	571	571	571	571	943
諸経費	0	36	36	36	36	54	54	54	54	54	74
企業利潤税	0	0	0	0	0	0	0	3	63	120	104
キャッシュフロー	-10,430	-522	-311	-45	-3,625	920	1,184	1,437	1,626	-2,042	2,144

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	4,457	4,686	4,906	5,107	5,300	5,485	6,177	6,355	6,531	6,705	76,308
	3,179	3,395	3,601	3,797	3,984	4,163	4,442	4,615	4,785	4,952	57,074
	812	812	812	812	812	812	1,218	1,218	1,218	1,218	12,294
	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535	6,941
	2,377	2,442	2,506	2,559	2,697	6,596	3,173	3,221	3,268	3,401	62,504
	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	21,980
	953	953	953	953	953	953	1,183	1,183	1,183	1,183	16,990
	956	970	984	990	996	1,002	1,221	1,228	1,234	1,240	15,637
	54	54	54	54	47	47	63	64	64	56	1,046
	414	465	515	562	701	744	705	747	787	922	6,850
	2,080	2,243	2,400	2,548	2,604	-1,111	3,003	3,134	3,263	3,304	13,805

炭素クレジット単価:6US\$/tonCO₂

これによると、投資回収年数は15年、IRRは5.2%という、事業性としては芳しくない結果となった。

これは特に、チュメニエネルギーの電力買い取り価格設定が非常に低いために電力販売収入が極端に減少すること、および、ベースラインの排出源単位が小さいためにERU発生量が極端に減少し、ERU販売益が確保できないことなどによる。

以上より、本FSでは当初より系統連系することについて検討を実施してきたものの、これでは経済性が成り立たず、ERU獲得量も減少することから、本プロジェクトでは系統連系しない方が得策との結論を得ている。

第10章 リスク分析

10.1 JI プロジェクトに固有のリスク

10.1.1 ロシアの参加資格

CDM におけるホスト国（非附属書 国）の参加資格要件は、

- 京都議定書を批准していること
- プロジェクトの国家承認を行なう担当政府機関（DNA：Designated National Authority）を気候変動枠組条約事務局に登録していること

の2点である。ロシアは議定書に批准したものの、DNA の登録はまだである。一方、JI おけるホスト国（附属書 国）の参加資格要件については、これら2点に加え、

- 初期割当量が存在していること。
- 国内の排出量および吸収量の算定システムを有していること。
- 国別登録簿（レジストリー）を有していること。
- 直近の年次目録（インベントリー）が提出されていること。
- 初期割当量の算定に関する補足情報が提出されていること。

などの要件が加わる。従って、CDM のホスト国参加資格はホスト国にその意思があれば比較的容易に獲得できるのに対して、JI のホスト国の参加資格については、その資格獲得に遅延する国あるいは獲得できない国もあると懸念される。特に、先般批准したばかりのロシアでは、今後これらの参加資格要件をクリアするべく、早急の実施体制を整備していく必要があるが、それにどの程度の時間を要するものが、現在のところ明確にはなっていない。

ロシアは京都議定書への批准を WTO 加盟交渉における交渉材料として利用してきたが、今後は JI 実施体制の整備を外交交渉の材料とすることも考えられ、ロシアが JI への体制を整備するのはまだまだ先の話だろうと悲観的な意見を持つ向きもある。

いずれにせよ、ロシアが参加資格要件をクリアし、JI 実施体制が整うにはかなりの時間を要するものと予想され、本プロジェクトにとっては大きなリスクと考えることが出来る。

10.1.2 ロシアによる参加資格の維持

CDM においては炭素クレジット（CER：Certified Emission Reduction）の発行は、ホスト国が京都議定書の批准国であり、プロジェクトが DNA に国家承認されたものである限り、京都議定書上の資格を理由に停止されることは想定されていない。

一方、JI においてはホスト国が上述の参加資格を喪失した場合には、ホスト国からの ERU の移転が停止すると定められており、資格の維持に失敗した附属書 国は、所定の手続きによって回復が認められるまで、クレジットの移転ができない。

本プロジェクトでは前章における経済性分析でも検討したとおり、投資回収年数はどのようなケースにおいても 10 年より短くなることはまず無いと考えられる。また、SPC がある程度の利益を獲得使用とする場合、やはり最低でも 15 年以上の事業継続が必要であろう。従って、長期にわたって、ロシアが参加資格を維持していくことが本プロジェクトでの前提条件であるが、これに関しては現時点では何とも言えず、プロジェクト実施中のリスクの 1 つと考えられる。

10.1.3 プロジェクト承認リスク

今後ロシアの体制整備が進み、DNA が設立されたとしても、どのような基準で承認を行うのかが不明であれば、多大な費用をかけて JI 事業を開発しても、承認されないリスクが高いため、開発を躊躇する原因となる。

どのようなプロジェクトを承認するかは DNA 次第であるため、プロジェクト開発側にとってロシアの承認リスクは大きなリスクと言える。

現在、JI プロジェクトの推進に積極的なホスト国を中心に、承認基準を公表する動きがあるが、ロシアがこのような透明性のある基準を策定するかどうかは不明である。

10.1.4 課税リスク

現在、炭素クレジットの取扱いについては国際的に統一的な見解が確立されていないため、ロシアの税務上の解釈にもさまざまな可能性が存在し、それによって税務コストも異なるものと予想される。例えば、既往税制の適用とは別に、JI プロジェクトの承認あるいはクレジットの移転に追加的な料金あるいは税金を課される可能性もあり、課税率によってはプロジェクトの経済性自体を揺るがす危険性もあるため、十分注意しておく必要がある。

10.1.5 ERU 移転リスク

プロジェクトから発生するクレジットの移転率は、プロジェクトに参画する企業のクレジット獲得量に影響するため、当然プロジェクト開発に先立って明らかになっている必要がある。しかしながら、ロシアを含めて多くの国ではクレジットの所有権の規定や明確な移転ルールが確立しておらず、事業実施者にとって無視できないリスクである。

仮に参画企業間で分配比率に合意したとしても、ロシア国政府が異議を唱える（クレジットの所有権の解釈を含む）ことも想定され、また、本プロジェクトが想定しているような長期クレジット期間中に、ホスト国政府によって何らかの移転ルールが導入されるリスク、あるいは政府が定めたルールが政策的に変更されるリスクなど、プロジェクト実施期間中に顕在化するリスクも存在する。

10.1.6 法令順守リスク（コンプライアンス・リスク）

本プロジェクトは第2トラック国として実施する可能性が高く、その場合には、CDM事業と同様にモニタリング計画に沿ってモニタリングが実施されなければ、AIE（Accredited Independent Entity）による適格性審査に合格できず、予期されるERUが発行されないリスク（モニタリング・リスク）がある。

従って、プロジェクト主体内部にモニタリング計画を確実に実施するための体制を整備することが重要なリスク回避策となる。そのためには、マニュアル整備、教育・訓練、モニタリング機器の保守・校正、内部監査などの経営管理体制が必要となる。

また、ロシアにおける持続可能な発展に資することが前提となるため、ロシア国内の環境基準やJI実施体制の整備と共に策定されるであろう持続可能性基準（SDI：Sustainable Development Indicators）の遵守は当然であり、通常の商業的なプロジェクトに増して環境影響評価（EIA：Environmental Impact Assessment）や社会経済分析（SEA：Socio-Economic Analysis）、地域住民の意見などに注意を払うことが必要と考えられる。

また、LFG回収利用を義務づけるような政策方針は今のところロシアにはないが、今後各国でのCDM/JI実施状況を踏まえ、LFG回収利用がGHG削減に有効であり、省エネに繋がることがロシア国内で認識された場合、こうしたLFG回収義務が処分場に課される可能性もある。その場合には、LFG回収義務を加味したベースラインに変わってくるため、当初想定していたGHG排出削減量が一気に減少する可能性もあり、これもリスクになり得る。こうした新しい法制度の導入についても同時に注意を払うことが必要である。

10.2 海外プロジェクトとしてのリスク

本プロジェクトはロシアにおける海外プロジェクトの一種であり、海外プロジェクトに一般的ナリスクと、II プロジェクトに固有のリスクを併せ持つと言える。海外プロジェクトに一般的ナリスクには、不可抗力リスク（フォース・マajeール・リスク）、政治的リスク（ポリティカル・リスク）、建設リスク、操業リスク（オペレーショナル・リスク）、市場リスクといった様々なリスクが挙げられる。

ここでは特に、本プロジェクトに特有の操業リスクと、ロシアの市場状況に影響を受けやすい市場リスクについて説明する。

10.2.1 操業リスク

LFG 回収利用プロジェクトでは特に、廃棄物処分量に大きく依存するため、これによる操業リスク（この場合、燃料供給リスクということが出来る）が大きなリスクとなり得る。また、LFG 発生量は廃棄物量に依存すると同時に、実施サイトの自然条件にも大きな影響を受けるため、一般に産業分野の省エネルギーや燃料転換のプロジェクトよりも操業リスクが高いという特徴がある。

本プロジェクトの設備導入計画のよりどころとなるのは、こうした廃棄物処分量予測および LFG 発生量予測であり、これが非常に重要であるため、これまで可能な限り保守的な前提条件を使用し、経済性評価、GHG 排出削減効果を試算してきたが、このような設計どおりに LFG が回収できるかどうかは不透明である。

従って、ポリゴン社による廃棄物処分量がある程度増加し、処分場の運営状況、LFG 発生状況がある程度確かなものと確認できるまでプロジェクトの実施を遅らせるという方策は、操業リスクの緩和には有効であると言える。例えば、ロシアの II 実施体制整備の遅延等によりプロジェクト開始時期が伸びることがわかっているような場合には、その間に処分場の運営状況や LFG 発生状況を十分調査・把握することが可能となる。

しかしながら、一方で、第一約束期間中にクレジットを可能な限り多く獲得したいと考えれば、「4.4.2 実施スケジュール」で記載したスケジュールに準じて早急に事業化に踏み込む必要がある。この場合、プロジェクト実施者間で操業リスクを背負うことになるため、契約において LFG 発生量予測との差に応じたリスク分散方策を検討する必要がある。

10.2.2 市場リスク

市場リスクとは市場において値段の付く財（コモディティー）や労働力、金融商品などの価格変動リスクと流動性リスクを指す。例えば、生産品の販売価格や原料、エネルギーの調達価格、労働市場における賃金水準、金利水準、為替水準などの変動リスクが考えられる。賃金水準のリスクは適切な雇用契約の締結や労務管理によってある程度は回避可能だが、全般的な物価水準と連動することは避けられないであろう。

前章の経済性分析では、これらのリスクを物価上昇率と金利水準から得られる実質利率や為替水準を変動させることによる感度分析を実施したが、これによると、市場における各種の水準がプロジェクトにもたらす影響はかなり大きいものと判断できる。

従って、事業実施にあたっては、前もってロシア市場の状況を十分調査し、こうした分析を繰り返し検討することが重要である。

第11章 適格性審査

11.1 適格性審査の概要

本調査では、これまで述べてきた調査結果を基にプロジェクト設計書（Project Design Document：PDD）案を作成し、仮の JI 適格性審査（デスクレビューのみ、現地調査を含まない）を指定運営組織（Designated Operational Entity：DOE）に外注依頼し、デスクレビューまでの適格性審査報告書を求めている。なお、本仮適格性審査機関として、財団法人日本品質保証機構（Japan Quality Assurance Organization: JQA）を選定した。

11.1.1 PDD 案の作成

本プロジェクトは JI プロジェクトであるが、現時点では JI 用のプロジェクト設計書フォーマットが定められていないことから、PDD 案の作成には CDM 理事会の指定する PDD テンプレート（CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM-PDD) Version 02 – in effect as of: 1 July 2004）を用いて作成することとした。

現時点で最新となる PDD 案については、本報告書の巻末に英文・和文共に付録として添付しているため、詳細はそちらを参照されたい。

11.1.2 審査・対応スケジュール

本 FS の中で実施する仮適格性審査は、限られた FS 実施期間や予算の制約から、デスクレビューのみとし、審査の中には現地調査を含んでいない。ただし、デスクレビューについては 2 回実施するとともに、その都度 JQA との詳細なディスカッションを通して、PDD 記載事項に関する問題点を洗い出し、これに基づき PDD を修正することによって、PDD の適格性を高めている。

まず 1 回目の PDD 案を 2004 年 12 月 17 日に JQA に提出、2005 年 1 月 5 日付けで初回 PDD に対するデスクレビューレポートをチェックリストと共に受領した。このデスクレビュー報告に基づいて、プロジェクトそのものの設計を再検討し、経済性評価や GHG 削減量試算をやりなおした上で PDD を修正後、2 月 10 日に JQA に再度提出した。その際、PDD の中で紹介した数値の技術的根拠などについては、別途支持文書を作成・添付することによって PDD の内容を補足した。2 月 22 日に JQA より PDD 修正版に対するデスクレビューレポートを受領し、これに基づき最終的な修正・対応を実施した。

11.1.3 審査の前提条件

適格性審査では、PDD および支持文書が JI 基準に合致しているかどうかについて、AIE (Accredited Independent Entity) がデスクレビューおよび現地調査を通じて収集した事実に基づき判断し、適格であれば、適格性の決定 (Determination) が行われることとなっている。

しかしながら、今回の仮審査には現地調査が含まれていないため、本来は現地調査において収集されるべき現地情報 (燃料需給、電力需給、当該産業政策、経済環境等現地の行政関係者、業界関係者及び/またはその他の利害関係者との接触によって得られるプロジェクト関連情報) の確認が十分ではない。このため、これらについては一般論として判断し審査するか、あるいは審査の対象外とすることとした。

また、JI 基準の基本的な部分は定められているものの、その詳細は 2005 年から (即ちこれから) COP/MOP によって議論され決定されていくこととなっており、まだ明確となっていない点が数多く存在する。従って、こうした不明確な事項については CDM の諸決定を援用することとし、多くの事項については、原則として、Decision 17/CP.7 Modalities and procedures for a clean development mechanism as defined in Article 12 of the Kyoto Protocol 及び CDM 理事会決定事項に基づいて審査を実施することとした。

11.1.4 審査結果

1 回目のデスクレビュー結果では、是正要求事項 (Corrective Action Request : CAR) が数多く指摘された。指摘された CAR 項目を大別すると以下の通りである。

- 本プロジェクトがなかった場合、そのプロジェクト範囲内からの排出及び本プロジェクトに直接的に起因する排出 (Leakage) がどのように推移すると想定されるかが明確に示されていない。
- 当該プロジェクト実施地域に関連する燃料需給、電力需給等ベースライン設定に必要な諸事情が明確に示されていない。
- 電力供給に関する方法論が明確に示されていない。
- ベースライン及びプロジェクトのモニタリング計画が人為的排出を測定し、評価するために必要な全ての関連データを収集し、保管することを明確に記述していない。
- 環境影響の情報を収集し、保管することになっていない。
- その他、書式上の不備がある。

また、これらの CAR の他に、記述、表現の曖昧な部分や更に調査を進めると CAR になり得る事項が、明確化要求事項 (Clarification : CL) として指摘された。

以上の指摘事項を受け、プロジェクト自体を再検討し、再度経済性評価や GHG 排出削減量の試算をやりなおした上で、

- 引用する方法論とその適用方法を明確に PDD に記載すること
- ベースライン設定に必要な各種バリアを PDD に記載すること
- モニタリング計画を具体的に PDD に記載すること
- その他 PDD の書式上の不備を修正すること
- CGS の運転方法や埋処分場と SPC との契約条件を PDD に記載すること
- GHG 排出量や需要想定の技術的根拠等をまとめた支持文書を別途作成すること

により対応した結果、2 回目のデスクレビューでは上記全ての CAR 項目を解消することが出来た。また同時に CL として指摘されていた多くのチェック項目についてもほとんどが解消されている。現在 CL として残っている項目を大別すると、

- ホスト国（ロシア）の JI 要求事項に関する事項
- ホスト国（ロシア）の SD（Sustainable Development）政策に関する事項
- ホスト国（ロシア）の環境影響評価に関する事項

となっているが、これらはロシア政府の JI 実施体制の整備状況に依存するところが大きく、その整備状況によっては CL がクリアされる場合もあり得る。今後のホスト国の動向や JI 実施体制の整備状況に十分注意し、変化があれば都度対応していくことが肝要である。

11.2 今後の対応

上述の通り、本適格性審査を通してPDD案の適格性が高められ、CAR項目が解消された。残ったCL項目についても、前述の通りロシア政府の今後の動向を十分注視しながら、対応を取っていくことが可能であり、仮の適格性審査としては概ね良好な結果を得ることが出来たのではないかと考えている。

しかしながら、本仮審査は「11.1.3 審査の前提条件」で述べたとおり、現地調査を実施していないために一般論として判断し審査された項目や、審査対象外とされた項目があることも事実であり、これらについては今後更なる対応が必要である。

本FS結果に基づきプロジェクトの事業性やリスクを十分検討の上、今後引き続き本プロジェクト事業化を推進していく際には、現地調査を含めた適格性審査を受審することになる。その審査において新たなCARやCL項目が指摘されれば、その都度OEとの詳細なディスカッションが要求されることになろう。

従って、現時点で依然として不明瞭、定性的、あるいは説明不足と考えられる事項については、今後も継続して検討を進め、より明確かつ定量的な記述が可能となるよう、情報収集、調査を実施していく必要があると考えている。

第12章 まとめ

本調査はロシアによる京都議定書批准前より開始された。このため現地調査では、ロシアの議定書批准への動向を調査するべく、経済開発貿易省等連邦政府機関を訪問するとともに、スルグート市・地区管理局等地方政府機関の要人との面会を通して、現地の見解、京都議定書批准に対する意識レベルについても調査した。しかしながら、ロシアという国の特徴であろうか、概してどの訪問機関も環境改善型の本プロジェクトに対し支援の意向は表すものの、政治的な動向や見解を日本の一民間企業に対して前向きに公表することに慎重であり、結局当時のロシアの動向は曖昧なまま、2004年11月にロシアの正式な議定書批准を迎えることとなった。

ロシア政府の批准により本年2月16日に京都議定書が発効したが、ロシア政府は今後、国内排出量の算定システムや登録簿(レジストリー)、年次目録(インベントリー)に加え、DNAの設立やJI実施ガイドラインの設定等、参加資格要件を満足するため早急にJI実施環境を整備していく必要があると考えられる。これらJI実施のための要件整備が早急に実施されることを期待したい。

本プロジェクトの事業性に目を向けると、プロジェクトの投資回収年数10年程度、プロジェクト期間におけるGHG排出削減量合計は30万トン程度であり、クレジット単価を6US\$/tCO₂程度とした場合の内部収益率は12%程度となることから、本プロジェクトの事業性は十分にあると考えられる。しかしながら一方で、本プロジェクトの実現にあたっては、検討すべき課題が伴うことも事実であり、実現に向けて今後更に慎重且つ詳細な調査・検討が必要であると考えられる。

厳しいGHG削減義務を背負った日本にとって、ロシアにおけるJI実施は今後非常に重要な位置を占めることは間違いなく、我々民間企業としても今後ロシアにおけるJI事業を積極的に推進していく必要があると思われる。特に、LFG回収利用プロジェクトは既にCDM理事会によって承認されている数少ないプロジェクトの1つであり、統合化方法論も策定されている比較的实施が容易なプロジェクトであるとも言える。また、スルグートにおける本プロジェクトが実現されれば、持続可能な発展に寄与するモデルプロジェクトとして、ロシアにおけるJI関連プロジェクト推進に大きな意味を持つ。

以上より、プロジェクトの実現に向け、今後もロシア政府の動向に十分注視しつつ、更なる調査・検討を実施し、プロジェクトの成功に向けて努力していきたいと考えている。

最後に、本調査期間中、ロシア政府関係機関、スルグート地方自治体、地方電力会社、現地カウンターパートなど、多くの皆様のご支援をいただいたことに対し、この場を借りて心から感謝の意を表したい。

参考文献リスト

参考資料

- 「ロシアのエネルギー動向」
財団法人日本エネルギー経済研究所、総合エネルギー動向分析室 主席研究員 小森 吾一氏
- 「ロシア・プーチン政権 2 期目の国内エネルギー政策 石油・ガス分野 - 」
財団法人日本エネルギー経済研究所、総合エネルギー動向分析室 主席研究員 小森 吾一氏
- 「ロシアの電気事業体制の現状と再編のゆくえ」: 海外電力 2003 年 12 月号 片貝哲男氏
- 「ロシア 省エネ、効率化で脱浪費」
財団法人日本エネルギー経済研究所研究顧問 藤目和哉氏
- 「NEDO 海外レポート 特別号 新エネルギー海外情報 ロシアにおける新エネルギー等 実態調査」2003 年度 - N0.11、2004 年度 - No.7
- 「NEDO 海外レポート “ロシア統一電力公社” の改革と新エネルギー」
独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構
- 「Энергетическая стратегия России на период до 2020 (2020 年までの期間におけるロシアのエネルギー戦略の基本規定)」
Распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. (2003 年 8 月 28 日公布ロシア法)
- 「ロシアグリーン投資スキーム (A Russian Green Investment Scheme) 国際排出権取引における環境上の便益の確保に向けて」
Kristian Tangen, Anna Korppoo, Vladimir Berdin, Taishi Sugiyama, Christian Egenhofer, John Drexhage, Oleg Pluzhnikov, Michael Grubb, Thomas Legge, Arild Moe, Jonathan Stern, Kenichiro Yamaguchi
- 「District Heating Capacity and Demand in Russia: Policy Approaches for Improvement」
CENef, Executive Director, Igor A Bashmakov
- 「各国における発電部門 CO2 排出原単位の推計調査報告書」-Ver.2 (2004.3 Revised) -
社団法人日本電気工業会
- 「Обзор состояния окружающей среды г. Сургу́та 1993-2002 гг. (スルグート環境状況調査報告 1993-2002)」
Комитет природопользованию и экологии Администрации муниципального образования г. Сургут (スルグート市管理局環境委員会)

- 「СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ ГОРОДА СУРГУТА 2000 - 2004 ГГ. (スルグート市社会経済発展 2000-2004)」
Муниципальное образование город окружного значения Сургут (スルグート市管理局)
- 「Methane Emissions from Landfill Sites in the UK Final Report」
Land Quality Management Ltd.
- 「共同実施等推進基礎調査ウクライナ国における埋立て処分場メタンガス有効利用調査」
新エネルギー・産業技術総合開発機構 委託先 清水建設株式会社
- 「京都メカニズム専門家人材育成事業 CDM/JI 標準教材 Version 1.0」
経済産業省
- 「温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査 実施マニュアル (2004年8月発行)」
地球環境センター
- 「廃棄物再生低カロリーガス利用高効率ガスタービン CGS とその低 NOx 燃焼性」
朴炳植, 鈴木胖
- 「Micrometeorology」: O.G.Sutton, McGraw Hill Book Co., New York
- 「Dust deposition from chimney stacks」
Proc. Inst. Mech. Eng., C.H.B.Bosanquet, W.F.F.Carey and E.M.Halton,

参考文献

- 「海外諸国の電気事業 第1編 2003年」: 社団法人海外電力調査会
- 「海外電気事業統計 2004年版」: 社団法人海外電力調査会
- 「海外電力 2003年12月号」: 社団法人海外電力調査会
- 「理科年表」: 国立天文台 (National Astronomical Observatory of Japan)
- 「火力原子力発電必携 1991」: 財団法人火力原子力発電技術協会
- 「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」: 新エネルギー・産業技術総合開発機構
- 「廃棄物マネジメントハンドブック」
B. Bilitewski, G.Hardtle and K. Marek, 総監修 花嶋正孝, 監訳 島岡隆行, 樋口壮太郎, 堀井安雄, (株)エヌ・ティー・エス
- 「経営工学シリーズ 8 改訂版 経済性分析」: 日本規格協会 千住鎮雄編

参考 URL リスト

外務省ホームページ：<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/russia/index.html>
ロシア大使館ホームページ：<http://www.ru.emb-japan.go.jp/japan/index.html>
財団法人日本エネルギー経済研究所（IEEJ）ホームページ：<http://eneken.ieej.or.jp/>
社団法人海外電力調査会（JEPIC）ホームページ：<http://www.jepic.or.jp/>
日本貿易振興機構（JETRO）ホームページ：http://www.jetro.go.jp/biz/world/russia_cis/ru/
新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）ホームページ：<http://www.nedo.go.jp/>
ロシア単一電力系統（RAO “EES”）ホームページ：<http://www.rao-ees.ru/ru/>
チュメニエネルギーホームページ：<http://www.te.ru/>
チュメニ地方エネルギー委員会ホームページ：<http://www.rectmn.ru/>
UNFCCC ホームページ：<http://unfccc.int/2860.php/>
国際エネルギー機関(IEA)ホームページ：<http://www.iea.org/>
気候変動に関する政府間パネル（IPCC）ホームページ：<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/>
PointCarbon ホームページ：<http://www.pointcarbon.com/>
НИЖЕГОРОДСКИЙ ДВОР（ニジェガローツキー・ドヴォール）ホームページ
<http://www.hi-net.zaq.ne.jp/nizhniy-kobe/index.htm>
DistrictEnergy ホームページ：<http://www.energy.rochester.edu/ru/>

添付資料

ロシア・スルグート市埋立処分場メタンガス利用調査

第一回現地調査 出張報告書

四国電力株式会社

1. 出張期間

平成 16 年 8 月 29 日（日）～平成 16 年 9 月 11 日（土）(14 日間)

うち現地：8 月 30 日（月）～9 月 10 日（金）(12 日間)

（ただし、飯間、土居はその後のスケジュールの関係で 1 日早く帰国）

2. 調査団メンバー

（四国電力）

- 飯間 孝仁 事業企画部 海外事業 PJ コンサルティング チーム マネージャー
- 松岡 道弘 事業企画部 海外事業 PJ コンサルティング チーム アシスタントマネージャー
- 土居 史和 事業企画部 海外事業 PJ コンサルティング チーム シニアスタッフ
- 小松原正洋 事業企画部 海外事業 PJ コンサルティング チーム シニアスタッフ

（清水建設）

- 竹 歩夢 エネルギーソリューション本部 新エネルギー部

（四国総研）

- 重本 直也 化学技術部 主席研究員

3. 出張先

ロシア連邦 モスクワおよびチュメニ州スルグート市

出張スケジュール（実績）

DATE		ITENERARY	TIME	COUNTERPART TO VISIT	
30-Aug	MON	from Tokyo	12:00	Transfer by Air	Flight NO: SU582 (Aeroflot Russian Airlines)
		to Moscow	16:50		
31-Aug	TUE	Moscow	9:30 - 10:00	Russia Embassy of Japan	Mr. Yoshizawa (Counselor), Ms. Kuwako (Secretary)
			11:00 - 12:00	Contact conclusion @ Hotel	Dr. Matveev (SEC Biomass), Mr. Vostretsov (JSC Hallurgy)
			14:00 - 16:00	CENef	Mr. Igor Bashmakov (Executive Director) Ms. Inna Gritsevich (Climate Change Project Leader)
			17:00 - 18:40	Meeting @ Hotel	
1-Sep	WED	Moscow	9:00 - 9:30	Meeting @ Hotel	Mr. Vostretsov (JSC Hallurgy)
			10:00 - 12:00	Ministry of Economic Development and Trade	Mr. Pluzhnikov (Head of the environmental department)
		from Moscow	18:50	Transfer by Air	Flight NO: 7K347 (Kogalymavia Airline)
to Surgut	23:50				
2-Sep	THU	Surgut	in the morning	Meeting @ Hotel	
			14:00 - 15:30	JSC Polygon's Office	Mr. Korsakov Alexander Yurievich (Chief Engineer) Mr. Passov Igor Yurievich (Commercial Director)
			16:00 - 17:30	Polygon's Landfill site visit	Mr. Bobko Gennady Vladmirovich (Head of the Landfill Site)
3-Sep	FRI	Surgut	10:20 - 10:45	JSC Polygon's Office	Mr. Korsakov Alexander Yurievich (Chief Engineer) Mr. Passov Igor Yurievich (Commercial Director)
			10:45 - 11:40	Environmental Service of Surgut	Mr. Kuz'minov Vyacheslav Nikolayevich (Head)
			12:10 - 13:30	Surgut Municipal Administration	Mr. Bratoshov Vladimir Alekseevich (Deputy Mayor) Mr. Taran Fedor Isakovich (Deputy Chairman of Environment and Ecology Committee)
			16:30 - 17:00	JSC Polygon's Office	Mr. Vostretsov (JSC Hallurgy)
			18:30 - 20:30	Meeting @ Hotel	
4-Sep	SAT	Surgut	11:00 - 12:30	Old Landfill site visit	with Mr. Taran
			15:30 - 17:00	Meeting @ JSC Polygon Office	Mr. Vostretsov (JSC Hallurgy)
			17:30 - 19:00	Meeting @ Hotel	
5-Sep	SUN	Surgut	in the morning	Document Organization @ Hotel	
			15:00 - 17:00	Meeting @ Hotel	
6-Sep	MON	Surgut	9:20 - 9:40	Meeting @ Hotel	Mr. Popov (Transportation Company)
			11:00 - 13:00	Surgut Regional Administration	Mr. Sergei Cherkashin (Deputy Head) Mr. Alexandr Golovachov (Responsible for Communal Services) Mr. Yemelyanov (Head of the Environmental Department)
			13:20 - 14:00	JSC Polygon's Office	Mr. Vostretsov (JSC Hallurgy)
7-Sep	TUE	Surgut	9:30 - 11:00	Surgut Municipal Administration	Mr. Taran Fedor Isakovich (Deputy Chairman of Environment and Ecology Committee)
			16:00 - 18:00	JSC Polygon's Office	Mr. Korsakov Alexander Yurievich (Chief Engineer) Mr. Passov Igor Yurievich (Commercial Director)
8-Sep	WED	Surgut	in the morning	Document Organization @ Hotel	
		from Surgut	16:00	Transfer by Air	Flight NO: 7K348 (Kogalymavia Airline)
	to Moscow	17:00			
9-Sep	THU	Moscow	10:00 - 10:30	Russian Regional Environmental Centre	Mr. Serguei Kuraev (Environmental Programs and Sustainable Development Administrator) =====> Cancelled
			10:40 - 12:00	Final Meeting @ Hotel	Mr. Vostretsov (JSC Hallurgy)
			in the afternoon	Document Organization @ Hotel	
10-Sep	FRI	Moscow	10:00 - 10:30	Russia Embassy of Japan	Mr. Yoshizawa (Counselor), Ms. Kuwako (Secretary)
11-Sep	SAT	from Moscow	19:55	Transfer by Air	Flight NO: SU582 (Aeroflot Russian Airlines)
		to Tokyo	10:00		

4. 調査結果概要

(1) ロシア政府の京都議定書、JI 実施への動向について

現地では政府機関として経済開発貿易省を、省エネ環境保護に関するコンサル会社として CENEf (Centre for Energy Efficiency) を訪問し、現在のロシアの動向について聞き取り調査を実施した。その要旨は以下の通り。

ロシアはこれまで京都議定書批准に否定的であったが、5月のEUとのWTO加盟交渉で合意に達し、それ以降プーチン大統領が前向きなコメントを発表した。しかしながら、その後の判断を議会に委ねており、議会側も基準法案等の作成が完了していないことから、現時点では先行き不透明である。

また、ロシア政府省庁についても、3月に実施された構造改革の影響で大変混乱している状態である。このため各機関、省庁が京都議定書批准に関してそれぞれ異なる見解を持っており、現在のところロシア国内で統一した見解が出されていない。

ロシアは以上のような状況下にあるため、JI実施に必要な体制、実施手順、ガイドライン等すべてが未整備である。構造改革の中でどの機関にどういった責任、権限があるか不明確であり、公式には何も決まっていない。

しかしながら、経済発展貿易省は自ら京都メカニズム実施の責任機関になると話しており、ここが重要機関となることは間違いないと考えられる。

現在ロシアは京都議定書批准によって国益が得られるかどうかを検討中である。京都議定書批准によってロシア経済に多大なダメージを与えないことが最重要ポイントであると考えている。京都議定書批准、JI実施に向けては、1. 排出量予測、2. 他国からの投資の可能性の2点を見極めたいとのことである。

ロシアは2003年8月に発表されたエネルギー戦略において、GDP成長率を毎年7%と見ており、2010年には2000年の175%のGDPを目指しているが、大統領は200%を目標に掲げている。油の産出が継続的に発展し、油の価格が上昇すれば可能との考えである。経済開発貿易省では、1990年レベルに対し、2008~2012の5年間(第一約束期間)に20億トンCO₂が京都メカニズムとして利用可能と予測している。

ロシアはGHG排出削減につながるパイロットプロジェクトの実施を他国に期待している。これによってロシアの京都議定書批准、JI実施を後押しすることができると考えているからである。しかしながら他国はロシアの批准まではプロジェクト実施に消極的であり、批准前にはなかなかこのようなプロジェクトは実施されにくい。ロシアの批准を後押しするようなプロジェクトを望むロシアと様子をうかがう他国との間で、いわば「鶏と卵」のようなパラドックスが起こっている。

(2) スルゲートのゴミ処理の現状について

スルゲート市管理局、スルゲート地区管理局、環境局、既存ゴミ処分場等を訪問し、スルゲート市の基本データの他、環境基準やゴミ発生量、処理方法、既存ゴミ処分場の現状や問題点についての具体的な情報・データを収集することが出来た。

(3) プロジェクトバウンダリーおよびベースライン設定のための情報収集について

今回のプロジェクトで対象としている新しいランドフィルサイトおよびその所有会社（JSC Polygon）を訪問し、プロジェクト概要について意見交換を行い、プロジェクト規模の想定やプロジェクトバウンダリーの設定、ベースライン設定のための情報を収集した。また、現地調査にはランドフィルサイトの設計者である Vostretsov 氏(JSC Hallurgy)に同行していただき、彼からもかなりの情報、コメントを収集することが出来た。

現地の意見では、最も近い電力グリッドはサイトから 1km 離れており、本プロジェクトにおいて電力を系統連系するのは困難とのことであったが、系統連系に伴う初期投資額増分を検討の上、プロジェクトの経済性評価を実施し、実際に系統連系するのが妥当かどうか判断する必要があると考えられる。経済性の面で系統連系が困難という結果になった場合には、ガスエンジン発電機容量をゴミ処分場内に設置されるゴミ処理設備やランドフィルガス利用設備の補機動力、照明および事務所等の電力需要を賄うにとどめ、余剰ガスはフレアスタックにて燃焼することとなる。

また今回の調査において、スルゲート市内から 27km 離れた本サイトの近辺には熱供給ネットワークが全く存在していないことが判明し、熱供給網への連系は不可能と判断した。ただし、ゴミ処分場内において十分な熱需要があるため、こちらへの熱供給を視野に入れ検討することとする。

電力系統および熱供給ネットワークへの連系の有無にかかわらず、ポリゴン社は熱電供給のためにディーゼルエンジン発電機およびボイラを設置する計画であり、これをベースラインとした場合、ランドフィルガスエンジンコジェネシステムを導入することで排出権クレジットが得られると考えられる。

(4) 現地カウンターパートの見解（コメント）について

各訪問先に対し、プロジェクトの内容を説明し、今回のプロジェクトに関する見解を聞き取り調査した。この結果、各自治体（市管理局、地区管理局、環境局）とも、本プロジェクトに対し興味・理解を示すと共に、情報提供等、可能な範囲で協力をしたいと

のコメントを得た。ゴミ処分場所有者であるポリゴン社についても、本 JI プロジェクトに対し大変協力的であることを確認した。

今回の現地調査では、実際に中央政府との橋渡しをしていただけるスルグートのカウンターパートについて調査し確認したいと考えている。

(5) 現地コンサル会社との契約

対象となるランドフィルサイトの設計者である、ロシアの設計エンジニアリング会社 JSC Hallurgy およびランドフィルガス発生量予測等技術的な知見を持つウクライナの科学技術センターBiomass とのコンサルティング契約をモスクワにて締結した。

これにより現地ランドフィルサイトに関する技術・経済情報、データについて詳細をレポートとして提供（中間報告 10 月初旬、最終報告 11 月末予定）していただくこととなった。

5 . 面会者リスト

Russia Embassy of Japan

Mr. Masataka Yoshizawa (Counselor)	吉澤雅隆	参事官
Mr. Toru Ohno (Secretary)	大野 達	一等書記官
Ms. Mizuyo Kuwako (Secretary)	桑子瑞代	三等書記官

Ministry of Economic Development and Trade (経済開発貿易省)

Mr. Pluzhnikov (Head of the environmental department)

JSC Polygon (ランドフィルサイト所有会社)

Mr. Korsakov Alexander Yurievich (Chief Engineer)
 Mr. Passov Igor Yurievich (Commercial Director)
 Bobko Gennady Vladmirovich (Head of the Landfill Site)"

JSC Hallurgy (ランドフィルサイト設計会社)

Mr. Vostretsov (Hydraulic Engineering Department Manager)

Biomass (ランドフィルガス性状分析・発生量予測コンサルタント会社)

Dr. Yu. Matveev (Senior consultant)

Old Landfill site (既存ゴミ処分場)

Mr. Popov Vladimir Afanasyevich (Transportation Company General Director)

Environmental Service of Surgut (スルグート環境局：連邦政府機関)

Mr. Kuz'minov Vyacheslav Nikolayevich (Head)

Surgut Regional Administration (スルグート地方管理局)

Mr. Sergei Cherkashin (Deputy Head)

Mr. Alexandr Golovachov (Responsible for Communal Services)

Mr. Yemelyanov (Head of the Environmental Department)"

Surgut Municipal Administration (スルグート市管理局)

Mr. Bratoshov Uladimir Alekseevich (Deputy Mayor)

Mr. Taran Fedor Isakovich (Deputy Chairman of Environment and Ecology Committee)

CENef (Centre for Energy Efficiency)

Mr. Igor Bashmakov (Executive Director)

Ms. Inna Gritsevich (Climate Change Project Leader)

ロシア・スルグート市埋立処分場メタンガス利用調査

第二回現地調査 出張報告書

四国電力株式会社

1. 出張期間

平成 16 年 11 月 5 日（金）～平成 16 年 11 月 14 日（日）（10 日間）

うち現地：11 月 6 日（月）～11 月 13 日（金）（8 日間）

2. 調査団メンバー

（四国電力）

- 飯間 孝仁 事業企画部 海外事業 PJ コンサルティング チーム マネージャー
- 土居 史和 事業企画部 海外事業 PJ コンサルティング チーム シニアスタッフ
- 小松原正洋 事業企画部 海外事業 PJ コンサルティング チーム シニアスタッフ

（清水建設）

- 竹 歩夢 エネルギーソリューション本部 新エネルギー部

3. 出張先

ロシア連邦 チュメニ州 スルグート市

5. 調査結果

(1) 日本側 JI 実施方針の説明および意見交換・協議について

現地のゴミ処分場所有者であるポリゴン社に対し、本プロジェクトを JI として実施する上でのプロジェクト概念（バウンダリ、ベースライン等）およびこれに基づく経済性、温室効果ガス排出削減効果等についての試算結果を説明した。また、本プロジェクトにとって障害となりえる負の要因についても併せて説明し、これらを解決することが重要であることを伝えた。その上で、意見交換・協議を実施し、カウンターパートの理解を得ることができた。

(2) 中央政府との連携が可能な現地政府カウンターパートについて

本プロジェクトを JI として実施していくためには、中央政府とのいわゆる橋渡し役が可能な現地政府のカウンターパートの存在が非常に重要である。従い、今回の調査において、スルグート市長（シドロフ氏）およびスルグート環境局長（クズミノフ氏）に対してこの件に関する見解をうかがうことにした。

まず、実際に調査中に面会できたスルグート市長によると、ロシアは京都議定書に批准したばかりであり、JI 実施に対する体制、手順等はこれから決定されていくことになるはずであり、この件はロシア政府を中心に進められることになると思われるため、中央政府から何ら指示を受けていない現時点ではスルグート市として具体的な動きはできないという見解であった。

一方スルグート環境局長とは、再三のミーティング調整の甲斐無く、先方の都合により残念ながら今回の調査中に面会することができなかった。しかしながら、事前に本人宛に送付したアンケート票をもとに、ポリゴン社を介して環境局長の回答を入手する約束を取り付けた。従い、今後環境局長自身のコメントが得られるものと期待している。

(3) 廃棄物処理量について

ポリゴン社のゴミ処分場は9月に運用を開始したばかりであり、実際に十分な廃棄物が搬入され、それに応じたランドフィルガスが発生しているという事実があるわけではない。従って今後廃棄物が想定通りに十分収集できるかどうか、またランドフィルガスが予測通りに発生するかどうか本プロジェクトの重要な鍵となることを伝え、ポリゴン社には特にランドフィルガス発生に必要な廃棄物を十分確保するようお願いした。

ポリゴン社はこれまで既に多くの企業との廃棄物処理の契約を締結してきており、今後も契約数は順調に伸びるものと思われるが、彼ら自身、より一層多くの廃棄物量を確保できるよう努力するとのことである。

一方、スルグート市長によると、市の処分場は今後2、3年のうちに容量が満杯となる。その後第二ステップとして市の処分場運営を新たに継続していく構想はあるものの、将来政府によって施行される新たな環境規制に伴い、排水処理設備等の導入が必要となるため、実際に市が処分場運営を継続していくのかどうか先行きは不透明である。むしろ、ポリゴン社の所有するような環境配慮型のゴミ処分場が、現在の市の設定するゴミ処理料金以上に競争力を持っているのであれば、スルグート市としては大歓迎であり、これにより市の処分場を閉鎖することも十分あり得るとのことであった。

(4) 廃棄物処理料金について

ポリゴン社は既に16社との産業廃棄物処理契約を締結しており、今回の調査において、この契約処理量と契約額に関する情報を入手することが出来た。

これによると、ポリゴン社が現在設定している平均単価は1m³あたり約200ルーブルであり、現在スルグート市が設定している平均処理料金(約300ルーブル)に対し、既に十分な競争力を持っていることが確認できた。

また、住民からの一般廃棄物に対しては、今後収集量を徐々に増加させていく予定であるが、その処理料金は住民に対して直接徴収されるわけではなく、電力や水道、ゴミ処理料金等の公共料金を管理しているスルグート自治体関係当局を介して、処理量に応じた料金がポリゴン社に支払われるため、住民の支払料金に直接的影響は発生しない。従って、一般ゴミを収集するための手続きはさほど複雑ではなく、産業廃棄物および一般廃棄物のいずれの処理量も、今後順調に伸びていくものと考えられる。

(5) 廃棄物処理に関する環境法令について

政府環境局は将来、企業から発生する廃棄物の管理を強化する制度を導入する予定であり、これによって企業には政府に対してEcology Passportと呼ばれる特別文書を提出する義務が生じる。この特別文書には、企業から発生した廃棄物の量、処分先、処分方法等が明記されなくてはならない。更に処分先としてポリゴン社の処分場のような最新の排水処理設備を備えた環境を配慮した処分場を選択することにより、企業に課される環境税が軽減されるという優遇措置が近い将来導入されることが決まっている。このため、企業はポリゴン社の処分場を選定することに対し非常に前向きであるとのことであった。

また市長によると、ロシア国内ではゴミ処分場からランドフィルガスを回収利用するプロジェクトは本件がトップランナーであり、今後もゴミ処分場のランドフィルガスを回収利用することを義務づける法令や規制等は当面作られないだろうとのことであった。そもそもロシアでは廃棄物処理に関する基準そのものが明確でなく、

まずはこの廃棄物処理に関する管理が最優先課題であって、ランドフィルガスの利用などはまだまだ先のステップであり、優先順位が低いとのことであった。この件に関しては、環境局長からも政府機関としての回答を得られる予定である。

(6) 環境影響評価に関して

ポリゴン社では既に当該処分場建設に先だって処分場に関する基本的な環境影響評価を実施している。今回の調査において、この環境影響評価に関する文書を入手することが出来た。これによると、市街地から 27km 離れた当該処分場は、環境に十分配慮して建設されることが前提であり、周辺地域に与える影響はほとんど無いと結論づけられている。

また、将来導入予定であるランドフィルガス回収利用設備に関しては、今後のプロジェクト設計に際して環境影響評価を実施する必要があると考えられるが、当該設備の導入によってむしろ環境に対する負の要因を改善できる方向であるため、当該プロジェクトによって生じる問題はさほど無いと考えられる。

(7) 電力系統連系の可能性について

今回、現地の電力会社であるチュメニエネルギーを訪問し、本プロジェクトに関する概要を説明し理解を得ると共に、本プロジェクトの系統連系の可能性について、事前に送付したアンケート票をもとに聞き取り調査を行った。

この結果、チュメニエネルギーは本プロジェクトを JI として実施することに対し非常に好意的であり、系統連系に関して出来る限りの協力をすると回答を得た。

また、電力の系統連系にはクリアすべきガイドラインがあるが、まずはプロジェクトにおいて想定される設備規模（発電容量やゴミ処分場の需要等）、設備仕様等をチュメニエネルギーに連絡する必要があることを確認した。これらの情報によって、チュメニエネルギーは今回の系統連系に関してより詳細な検討をすることが出来るとのことであり、後日こちらより情報を提供することとした。

また、系統連系に要する初期投資額については、今後詳細設計の中で、協議、交渉して決めていく必要があり、各プロジェクトの特徴によって異なるため、本プロジェクトに対してどの程度となるかは明らかではないが、例えば既存系統から 2 km 離れた地点での連系には、おおむね 8 ~ 10 万ドル程度を要するだろうとのことであった。また、売電料金は 1 kWh あたり約 0.8 ルーブル程度とのことであった。

チュメニエネルギーは JI 実施に非常に大きな関心を寄せており、今回のプロジェクトにおいて、プロジェクト実施者（出資者）の 1 つになり得ると考えられる。彼らがプロジェクトに参画すれば、電力の系統連系は更に容易に実施されることが期待できる。ただしこの場合、チュメニエネルギーに対しても彼らの投資額に応じたクレジットの配当が必要となる可能性がある。

(8) 資金計画について

ポリゴン社は本プロジェクトに対し、親会社であるシベルネフテストロイ社（石油会社）から必要資金のほとんどを確保できるとのことであり、一部は銀行からの融資を得ることも検討している。また前述の通り、系統連系設備の部分に関しては、チュメニエネルゴが投資の一端を担う可能性もある。

従って、本プロジェクトの資金負担のほとんどはロシア側自らが負担する予定であり、プロジェクトによって発生する炭素クレジットに対して日本の投資を期待しているという点において、本プロジェクトは日本側にほとんどリスクのない優良プロジェクトであると言える。

6 . 面会者リスト

JSC Polygon （ランドフィルサイト所有会社）

Mr. Korsakov Alexander Yurievich (Chief Engineer)

Mr. Passov Igor Yurievich (Commercial Director)

Surgut Municipal Administration （スルグート市管理局）

Mr. Sidorov Alexander Leonidovich (Mayor of Surgut)

JSC Tyumenenergo （チュメニエネルゴ・現地電力会社）

Mr. Kruchkov Evgeny (Director of Surgut Electric Networks)

Mr. Faustov Aleksander (Deputy Chief Engineer of OJSC “UMPC” (Urals Management Power Company))

Mr. Pan’ko Vitaly (Deputy Chief Engineer of OJSC “UMPC”)

Mr. Ovchinnikov Evgeny (Head of the Technical Director OJSC Tyumenenergo)

Mr. Krulov Nikolay (Head of Electric Technical Service)

Ms. Karankevich Elena (Head of Environmental Service of OJSC Tyumenenergo)

Environmental Service of Surgut （スルグート環境局：連邦政府機関）

Mr. Kuz'minov Vyacheslav Nikolayevich (Head)

（先方の都合で面会できず、アンケート調査のみ実施）

別表1 プロジェクトキャッシュフロー（系統連系無し）

	04年度	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年度	11年度	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度
収入合計	0	298	466	733	1,003	3,112	3,375	3,632	3,890	4,120	5,787	6,048	6,303	6,547	6,769	6,983	7,171	7,391	7,590	7,797	7,991
収入以外の収入(日本国債等)	0	340	561	817	1,098	1,648	1,911	2,168	2,416	2,656	3,028	3,231	3,450	3,780	3,958	4,148	4,328	4,508	4,684	4,857	5,027
電力販売による収入	0	-72	-72	-72	-72	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	2,232	2,253	2,274	2,294	2,312	2,330	2,348	2,366	2,383	2,401	2,419
他の社による収入	0	-13	-13	-13	-13	287	287	287	287	287	482	466	479	492	498	505	511	517	523	529	535
支出合計	7,736	772	772	772	772	4,572	1,448	1,511	1,573	1,632	2,706	2,790	2,852	2,913	2,969	3,026	3,082	3,138	3,192	3,247	3,293
設備工事費	1,200	0	0	0	3,650	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1000P	1,200																				
1000P	1,500				1,500																
1000P	960																				
1000P	440																				
1000P	150																				
1000P	630																				
1000P	200				200																
1000P	1,250				1,550																
1000P	1,200																				
1000P	200				200																
1000P	0	273	773	773	483	773	1,158	1,158	1,158	1,158	1,543	1,770	1,770	1,770	1,770	1,770	1,770	1,770	1,770	1,770	1,770
1000P	0	403	403	403	493	723	723	723	723	723	953	953	953	953	953	953	953	953	953	953	953
1000P	0	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263
1000P	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1000P	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1000P	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
1000P	0	29	29	29	29	48	48	48	48	53	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
1000P	0	0	0	0	0	160	223	205	344	345	665	613	669	624	975	1,118	1,101	1,261	1,106	1,151	1,209
1000P	-7736	-487	-296	10	-3,589	1,694	1,694	2,059	2,248	-1,899	3,331	3,344	3,322	3,696	3,696	3,925	213	4,328	4,273	4,415	4,468

別表2 プロジェクトキャッシュフロー（系統連系有り）

	0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年
収入合計	0	261	471	738	1,006	2,269	2,532	2,789	3,037	3,277	4,218	4,457	4,696	4,935	5,107	5,300	5,495	5,777	6,055	6,331	6,705
設備の購入(日本円換算)	0	345	556	823	1,093	1,565	1,829	2,086	2,334	2,573	2,854	3,179	3,385	3,601	3,797	3,984	4,183	4,442	4,615	4,795	4,952
電力販売による収入	0	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72
雑収入による収入	0	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13
支出合計	10,430	793	793	793	4,633	1,349	1,349	1,352	2,917	5,497	2,674	2,277	2,442	2,506	2,559	2,697	2,996	3,173	3,221	3,249	3,401
設備・工事費	10,430	0	0	0	3,850	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0	0	0	3,850	0	0	0	0
1000P	1,200																				
1000P	1,500				1,500												1,500				
1000P	960																				
1000P	440																				
1000P	150																				
1000P	630																				
1000P	200				200					200											
1000P	1,250									1,950											
1000P	1,200				1,500																
1000P	2,700																				
1000P	200				200					200											
(設備償却)	0	1,043	1,043	1,043	1,043	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813
人件費	0	493	493	493	493	723	723	723	723	723	953	953	953	953	953	953	953	953	953	953	953
1000P	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263
1000P	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1000P	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1000P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1000P	0	264	264	264	264	571	571	571	571	571	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943
1000P	0	36	36	36	36	54	54	54	54	59	74	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
1000P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1000P	-10,430	-522	-381	-46	-3,625	920	1,194	1,437	1,626	-2,229	2,144	2,085	2,283	2,460	2,548	2,694	-1,111	3,003	3,134	3,263	3,304

現地調査写真



経済開発貿易省舎前（モスクワ）



経済開発貿易省 環境部長
Pluzhnikov 氏（右側奥）との会議



ポリゴン社との打合せ



ポリゴン社との打合せ
左3人がポリゴン社スタッフ



ポリゴン社処分場全景 1
第一次調査時点では廃棄物は未搬入



ポリゴン社処分場全景 2



スルゲートの集合住宅における
ゴミシューター



スルゲート市内のゴミ投棄状況



スルゲート市郊外の集合住宅
におけるゴミ捨て場



市営廃棄物処分場の風景



市営廃棄物処分場にやってきた
ゴミ収集車



市営廃棄物処分場の排水状況
(劣悪な状況が見て取れる)



スルグート市庁舎



スルグート市長代理との会議風景
写真中央：Bratashov 市長代理



スルグート地区管理局との会議
左壁際：Cherkashin 氏
(地区管理局長代理)



スルグート市環境委員会との会議
写真奥：Taran 環境委員会副委員長



スルグート市長 Sidorov 氏との会議



スルグート環境局長
Kuz minov 氏との会議
(写真左から 2 番目)



スルグート市内現地踏査風景



地元電力会社チュメニエネルゴ
オフィスビル



チュメニエネルゴとの会議風景 1



チュメニエネルゴとの会議風景 2

